

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
377/2023/R/EEL

**ORIENTAMENTI PER LA RIFORMA DELLA DISCIPLINA DELLA
PROFILAZIONE CONVENZIONALE DEI PRELIEVI AI FINI DEL
SETTLEMENT E DEL MECCANISMO DI APPROVVIGIONAMENTO
DELL'ENERGIA "RESIDUALE"**

Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica

3 agosto 2023

Premessa

Il presente documento per la consultazione delinea gli orientamenti dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) in merito alla riforma delle modalità di profilazione e di attribuzione dell’energia residuale previste dal Testo Integrato Settlement (TIS).

Il presente documento per la consultazione si inserisce nel percorso di riforma dell’Autorità delineato nell’obiettivo strategico contenuto nel Quadro Strategico per il quadriennio 2022-2025, approvato con deliberazione 13 gennaio 2022, 2/2022/A, “OS.21 Sviluppare mercati elettrici efficienti e integrati per la transizione energetica” con riferimento alla Linea di intervento di cui alla lettera e) afferente all’adeguamento della regolazione del settlement per tenere conto della progressiva disponibilità dei dati di misura trattati su base oraria (anche in relazione all’energia immessa e prodotta), sia per il progressivo venir meno dell’Acquirente Unico, in qualità di utente del dispacciamento per il servizio di maggior tutela.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all’Autorità le proprie osservazioni e proposte attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell’Autorità www.arera.it o, in alternativa, all’indirizzo pec istituzionale protocollo@pec.arera.it, entro il **25 settembre 2023**.*

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

***Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Mercati Energia
Unità Generazione e Assetti per la Transizione energetica (GAT)
corso di Porta Vittoria, 27 – 20122 Milano
Tel. 02-65565290
pec istituzionale: protocollo@pec.arera.it
e-mail: info@arera.it
sito internet: www.arera.it***

INFORMATIVA RELATIVA AL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4, comma 4.2, della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Base giuridica e finalità del trattamento

a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni

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

b. Pubblicazione delle osservazioni

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

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

c. Modalità della pubblicazione

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

2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

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

3. Comunicazione e diffusione dei dati

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

4. Titolare del Trattamento

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

5. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'ARERA è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, e-mail: rpdp@arera.it.

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

INDICE

1. Introduzione e oggetto del documento per la consultazione	6
Parte I	9
2. Evoluzione del quadro normativo e regolatorio	9
Parte II.....	12
3. Meccanismo di profilazione convenzionale adottato nel TIS e sue criticità	12
Parte III: la nuova disciplina.....	19
4. Obiettivi.....	19
5. Soluzione di regime	19
6. Soluzione di <i>back-up</i>	29

1. Introduzione e oggetto del documento per la consultazione

- 1.1 Il *Testo Integrato Settlement (TIS)* disciplina le modalità di determinazione, da parte di Terna, delle partite fisiche ed economiche relative all'erogazione del servizio di dispacciamento. A tal fine il TIS identifica le modalità di trattamento dei punti di prelievo e dei punti di immissione in relazione alle diverse tipologie di misuratore installato nonché le modalità di profilazione funzionali alla stima dei prelievi e delle immissioni relativi ai punti di prelievo e di immissione in caso di non disponibilità di misure orarie.
- 1.2 L'Autorità con l'obiettivo strategico "OS.21 Sviluppare mercati elettrici efficienti e integrati per la transizione energetica" contenuto nel Quadro Strategico per il quadriennio 2022-2025 (di seguito: Obiettivo strategico OS.21), ha previsto l'adeguamento del *settlement* per tenere conto delle innovazioni intercorse successivamente all'approvazione del TIS, ovvero sia per tenere conto della progressiva disponibilità dei dati di misura trattati su base oraria (anche in relazione all'energia immessa e prodotta), nonché delle previsioni della legge 4 agosto 2017, n.124 che hanno introdotto una serie di cadenze differenziate per il graduale superamento del servizio di maggior tutela per le piccole imprese, le microimprese e i clienti domestici.
- 1.3 Nell'ambito del richiamato obiettivo strategico, con la deliberazione 336/2023/R/eel del 25 luglio 2023 è stato avviato un procedimento (di seguito: avvio di procedimento 336/2023/R/eel) per l'adozione di provvedimenti atti a riformare la disciplina del *settlement* elettrico e delle perdite di rete in considerazione delle innovazioni intercorse in relazione all'attività di *meter reading*, al superamento del servizio di maggior tutela e all'innovazione della regolazione del dispacciamento.
- 1.4 Il suddetto avvio di procedimento stabilisce che la riforma della disciplina del *settlement* e delle perdite di rete sia tale da consentire:
 - a) una transizione ordinata e coerente verso un modello che, superando il meccanismo di *load profiling* vigente, sia fondato sulla disponibilità prevalente di dati orari di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata e sull'utilizzo dei dati di misura relativi al periodo di competenza, siano essi trattati orari o trattati per fasce o monorari, minimizzando i costi e i rischi complessivi per il sistema connessi ai criteri convenzionali adottati in fase di acconto mensile nell'ambito della disciplina vigente e che permetta di superare il ruolo di operatore residuale del sistema elettrico in capo alla società Acquirente Unico S.p.A. (di seguito: Acquirente Unico);
 - b) una più tempestiva determinazione e valorizzazione delle partite fisiche ed economiche del dispacciamento;
 - c) la coerenza con l'innovazione della regolazione del dispacciamento introdotta con il TIDE;
 - d) la variazione su base giornaliera dell'utente del dispacciamento abbinato a ciascun punto di prelievo, in coerenza con la possibilità di cambiare fornitore in qualsiasi giorno del mese;

- e) un'evoluzione della disciplina del trattamento delle perdite di rete verso un modello più aderente alle reali *performance* delle singole imprese distributrici;
- f) una generale ottimizzazione degli obblighi informativi a carico dei diversi soggetti.

1.5 L'Autorità ha inoltre previsto che il procedimento avente ad oggetto la riforma della disciplina del *settlement* e delle perdite di rete si sviluppi secondo due binari paralleli e interconnessi:

- a) un primo binario, che dovrebbe trovare una sua conclusione entro il 31 luglio 2024, incentrato sulla definizione del quadro regolatorio connesso con la su menzionata nuova disciplina del *settlement* e delle perdite di rete attraverso un percorso in più step che porti:
 - al superamento dell'attuale meccanismo di *load profiling* e alla ridefinizione delle modalità di determinazione e di approvvigionamento dell'energia "residuale";
 - all'unificazione dei dati di misura funzionali al *settlement* e alla regolazione delle perdite di rete e alla conseguente semplificazione degli obblighi informativi;
 - alla revisione dell'attuale meccanismo di perequazione delle perdite nell'ottica di definire una disciplina più aderente alle reali performance delle singole imprese;
 - ad una più tempestiva determinazione e valorizzazione delle partite fisiche ed economiche del dispacciamento con la conseguente riduzione degli oneri finanziari in capo ai diversi attori del sistema e delle garanzie.

Un percorso che richiederà di intervenire anche sulle tempistiche di messa a disposizione dei dati di misura e sulla qualità dei suddetti dati al fine di rendere più efficace ed efficiente la nuova disciplina; in tale binario rientrano anche gli adeguamenti alla disciplina del *settlement* per tenere conto della nuova tassonomia delle unità introdotta nel TIDE;

- b) un secondo binario, che dovrebbe trovare una sua conclusione entro il 31 dicembre 2025, incentrato sugli interventi regolatori conseguenti a quanto definito nell'ambito del precedente alinea e finalizzati a definire le tempistiche e le modalità di integrazione nel SII di quanto disposto dalla nuova disciplina.

1.6 Ai fini dell'implementazione di quanto delineato al punto 1.5, lettera a), si ritiene opportuno procedere con gradualità, dando priorità al superamento dell'attuale meccanismo di *load profiling*, alla ridefinizione delle modalità di determinazione e di approvvigionamento dell'energia "residuale" (superando il ruolo di operatore residuale del sistema elettrico in capo all'Acquirente Unico), all'unificazione dei dati di misura funzionali al *settlement* e alla regolazione delle perdite di rete, nonché alla conseguente ottimizzazione dei relativi obblighi informativi e di monitoraggio a carico dei diversi soggetti. Il presente documento per la consultazione presenta gli orientamenti dell'Autorità in merito a tali aspetti.

1.7 La formulazione degli orientamenti riportati nel presente documento per la consultazione, tiene conto, inoltre, della necessità di consentire un'integrazione

sinergica tra l'evoluzione della disciplina del *settlement* con gli interventi afferenti alla gestione all'interno del SII della misura dell'energia elettrica prodotta e immessa dagli impianti di produzione da fonti rinnovabili ai sensi di quanto previsto dall'articolo 36 del decreto legislativo 199/21¹.

1.8 Il documento è strutturato come segue:

- a) la Parte I ripercorre l'evoluzione del contesto normativo e regolatorio di riferimento;
- b) la Parte II enuclea le criticità del meccanismo di profilazione convenzionale attualmente adottato nel TIS (*load profiling*) nell'attuale contesto, nonché gli aspetti che più rilevano ai fini delle valutazioni necessarie per il suo superamento;
- c) la Parte III presenta gli orientamenti dell'Autorità per il raggiungimento degli obiettivi di cui al punto 1.6.

¹ In relazione alle immissioni di energia elettrica in rete, gli interventi prospettati sono valutati coerentemente al procedimento avviato con deliberazione 122/2022/R/eel per l'attuazione delle disposizioni di cui decreto legislativo 199/21 che, tra l'altro, prevedono, in materia di regolazione della misura dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete da impianti di produzione da fonti rinnovabili, che l'Autorità definisca le modalità con le quali i dati di misura dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti di produzione da fonti rinnovabili oggetto di incentivazione confluiscono all'interno del Sistema Informativo Integrato (SII). A tal fine, l'Autorità stabilisce le modalità con le quali ciascun cliente finale, in qualità di cliente attivo o autoconsumatore di energia da fonti rinnovabili, nonché i produttori e i soggetti abilitati, possono accedere, tramite un'unica interfaccia, ai dati di consumo e produzione, anche con riferimento all'energia condivisa all'interno di configurazioni di autoconsumo.

Parte I

2. Evoluzione del quadro normativo e regolatorio

- 2.1 La metodologia del *load profiling* attualmente vigente consente di definire una profilazione convenzionale dell'energia elettrica prelevata in modo che i dati di misura non disponibili su base oraria possano essere convertiti in dati orari (l'ora è, infatti, il periodo che rileva per la valorizzazione delle offerte di acquisto e di vendita nei mercati all'ingrosso).
- 2.2 Il meccanismo del *load profiling* (cosiddetto per area) consiste ne:
- l'individuazione, in un'area di prelievo stabilita, del Profilo Residuo di Area (PRA) pari alla differenza fra l'energia immessa nella medesima area (tale energia è misurata oraria o profilata oraria) e quanto prelevato dai punti di prelievo per i quali è disponibile la rilevazione del dato orario;
 - la conseguente attribuzione convenzionale del PRA, tramite specifici coefficienti di ripartizione (i CRPP), ai punti per cui non è disponibile il dato orario.
- 2.3 Tale meccanismo è stato sviluppato in un contesto caratterizzato da:
- a) poca volatilità del perimetro dei punti di prelievo non trattati orari, in quanto l'attivazione del trattamento orario avveniva esclusivamente in ragione del livello di potenza disponibile di ciascun punto di prelievo; i sistemi di *smart metering* 1G², infatti, per ragioni prestazionali consentivano di rendere disponibili misure orarie solo a un ridotto sottoinsieme di misuratori in bassa tensione;
 - b) un insieme residuale di punti di prelievo trattati orari;
 - c) la possibilità di attribuire ad un unico soggetto, individuato nell'Acquirente Unico, in quanto già utente del dispacciamento dei clienti finali serviti in maggior tutela (e quindi approvvigionatore di un elevato volume di energia elettrica), le partite di energia residuali che sono ricomprese nel PRA (in particolare: gli errori di profilazione, i disallineamenti dovuti ad errori nell'attività di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura orari, e il c.d. delta perdite³).
- 2.4 Il contesto di riferimento è ormai profondamente mutato. La sostituzione massiva delle apparecchiature di misura con *smart meter* 2G attualmente in corso, che consentirà l'estensione del trattamento orario o quart'orario ai fini del *settlement* a

² A partire dal 2006, a valle delle disposizioni introdotte con la deliberazione 292/06, sono stati previsti obblighi di installazione dei misuratori elettronici. Prioritariamente (entro la fine del 2008) tali obblighi hanno riguardato e sono stati applicati al 100% del numero totale di punti di prelievo relativi a clienti non domestici con potenza disponibile superiore a 55 kW; per tali punti è stata prevista l'estensione del trattamento orario assicurando ai rimanenti la telegestione e la raccolta mensile da remoto dei consumi cumulati (totalizzatori), suddivisi per diverse fasce orarie.

³ Il delta perdite è la differenza (positiva o negativa) fra le perdite effettive occorse in una determinata area di riferimento e le perdite standard determinate tramite l'applicazione dei coefficienti di cui alla tabella 4 del TIS.

tutti i punti di prelievo⁴, e la progressiva centralizzazione nel Sistema Informativo Integrato (di seguito: SII o Sistema) di attività svolte originariamente dalle imprese distributrici, relative alla messa a disposizione e aggregazione delle misure dell'energia elettrica prelevata, rappresentano le principali innovazioni rispetto al previgente contesto. A ciò si deve aggiungere il progressivo cambiamento del ruolo dell'Acquirente unico a seguito dell'uscita dei clienti finali dalla maggior tutela che diventerà ancora più evidente con l'attivazione, a decorrere dal 1 aprile 2024, del servizio di tutele graduali anche per i clienti domestici non vulnerabili.

- 2.5 Inoltre, a partire dal 1 gennaio 2025, in attuazione di quanto disposto dall'articolo 53 del Regolamento (UE) 2017/2195 sarà necessario prevedere che il periodo temporale rilevante per il *settlement* degli sbilanciamenti (*Imbalance Settlement Period - ISP*) sia pari al quarto d'ora con la conseguente necessità di far sì che anche ai fini del *settlement* i dati di misura siano trattati a livello quart'orario⁵.
- 2.6 Nel corso del 2021, l'Autorità ha già adottato misure volte ad aggiornare la disciplina della profilazione convenzionale in modo che fosse più adatta a un contesto caratterizzato da una rapida crescita dell'incidenza dei punti di misura con trattamento orario dei dati rispetto al totale. Ad esempio, con riferimento ai più recenti:
- con la deliberazione 473/2022/R/eel, l'Autorità ha previsto, nell'ambito della sessione di conguaglio SEM1 del 2022, lo svolgimento di una sessione straordinaria di conguaglio di *load profiling* per contenere gli effetti economici e finanziari derivanti dagli scostamenti tra i volumi di energia elettrica prelevata attribuiti in acconto, nell'ambito del *load profiling*, ai diversi utenti del dispacciamento ai fini del *settlement* mensile e i volumi effettivi rilevati in fase di conguaglio;
 - con la deliberazione 698/2022/R/eel, l'Autorità ha previsto, a partire dal mese di settembre 2023, che il passaggio al trattamento orario decorra al massimo entro il terzo mese successivo dalla messa a regime del misuratore, rendendo più rapido

⁴ Gli *smart meter* 2G, gli *smart meter* 1G trattati orari e i misuratori orari rilevano già i dati di misura al quarto d'ora e gli stessi flussi di misura con i quali i predetti dati vengono messi a disposizione dalle imprese distributrici al SII sono strutturati in modo tale da far acquisire al SII curve quart'orarie; tuttavia, la gestione del *settlement* e del dispacciamento fino al 31 dicembre 2024 è su base oraria (vedasi punto 2.6).

⁵ A livello nazionale l'ISP è stato storicamente assunto pari a 15 minuti per tutte le unità abilitate alla erogazione di servizi ancillari nazionali globali, mentre per tutte le altre unità si è assunto un ISP pari all'ora, in coerenza con la Market Time Unit di MGP e MI. L'attuazione di questa disposizione a livello nazionale richiede pertanto di adeguare il periodo rilevante per tutte le unità per le quali, ad oggi, è in vigore un periodo di un'ora. L'articolo 53 del Regolamento (UE) 2017/2195 richiede, tuttavia, entro tre anni dalla sua entrata in vigore, di regolare gli sbilanciamenti sulla base di un ISP di 15 minuti, salvo eventuali deroghe richieste dal TSO e approvate dalla competente National Regulatory Authority (NRA). Come consentito dal Regolamento (UE) 2017/2195, Terna ha presentato una richiesta di deroga fino a fine 2024. L'Autorità ha approvato tale deroga con Deliberazione 474/2020/R/eel, di conseguenza l'obbligo del *settlement* degli sbilanciamenti a 15 minuti decorrerà dall'1 gennaio 2025. In coerenza con suddetta previsione nel TIDE si assume già uno ISP pari a 15 minuti per tutte le unità. Analoga previsione andrà inserita nel TIS.

l'avvio del trattamento orario dei dati di misura ai fini del *settlement*⁶ a seguito dell'installazione di *smart meter* 2G. Anche per effetto di tale provvedimento, a partire dal mese di gennaio 2024, saranno trattati orari l'80% dei punti di prelievo.

- 2.7 Tali misure rappresentano solo elementi correttivi di una disciplina non più rispondente alle esigenze del mutato contesto. Si rendono quindi necessari interventi strutturali con l'obiettivo di superare l'attuale meccanismo di *load profiling* e di ridefinire le modalità di determinazione e di approvvigionamento dell'energia "residuale" (superando il ruolo di operatore residuale del sistema elettrico in capo all'Acquirente Unico).

⁶ Più nel dettaglio, la delibera 698/2022/R/eel prevede che il passaggio al trattamento orario per i punti di prelievo e di immissione puri dotati di uno *smart meter* 2G decorra: a) dal primo giorno del mese $m+2$ qualora la messa a regime del misuratore avvenga entro il 15 del mese m ; b) dal primo giorno del mese $m+3$ qualora la messa a regime del misuratore avvenga dopo il 15 del mese m . Tali disposizioni avranno effetti a decorrere dalle attività finalizzate ad effettuare la profilazione oraria dei prelievi per il mese di settembre 2023; il passaggio al trattamento orario interesserà anche i punti di prelievo già dotati di uno *smart meter* 2G messo a regime nei mesi precedenti e non ancora passati al trattamento orario per via dei vincoli temporali imposti dalle disposizioni vigenti (*backlog*).

Parte II

3. Meccanismo di profilazione convenzionale adottato nel TIS e sue criticità

3.1 Il presente capitolo ripercorre gli elementi fondamentali dell'attuale disciplina evidenziando le criticità che essa comporta nel mutato contesto.

Trattamento di immissioni e prelievi

3.2 Il TIS prevede che in ciascuna fase del *settlement* (mensile e di conguaglio) la gestione dell'energia elettrica immessa e dell'energia elettrica prelevata sia differenziata sulla base del fatto che ai relativi punti sia applicato o meno il trattamento orario (previsto per i punti dotati di *smart meter* 2G o di misuratori elettromeccanici e di *smart meter* di prima generazione sopra i 55 kWh). In particolare, l'energia elettrica prelevata o immessa da ciascun utente del dispacciamento (UdD) è determinata:

- con riferimento ai punti di immissione e di prelievo trattati su base oraria considerando il profilo orario così come rilevato nell'ambito del processo di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura, disciplinato ai sensi del TIME⁷;
- con riferimento ai punti di immissione non trattati su base oraria considerando un profilo convenzionale a partire dai dati di misura mensili (profilo piatto mensile) o per fascia oraria (profilo piatto per fascia e per mese) rilevati ai sensi del TIME;
- con riferimento ai punti di prelievo non trattati orari considerando un profilo convenzionale determinato in base alla metodologia del *load profiling* per area (profilazione sulla base del PRA);
- con riferimento ai punti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria considerando un profilo convenzionale determinato sulla base dei prelievi relativi al periodo antecedente al mese di competenza del *settlement*⁸ e degli orari convenzionali di accensione e spegnimento.

3.3 Ciò premesso, l'attuale struttura del TIS prevede:

- una sessione mensile di *settlement* nell'ambito della quale, per ciascun utente del dispacciamento (UdD), sono determinate, sulla base delle misure rilevate o

⁷ Con riferimento ai punti di misura che abbiano installato uno *smart meter* 2G messo a regime, il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura è tenuto a effettuare la rilevazione delle misure di energia elettrica con modalità e tempistiche tali da ottemperare ai livelli di performance di cui all'allegato B alla deliberazione 87/2016/R/EEL e consentire la loro messa a disposizione con cadenza giornaliera. Con riferimento agli altri punti di misura trattati orari (in BT sopra i 55 kW, in MT e AT) i dati sono rilevati con modalità e tempistiche tali da consentire la loro messa a disposizione con cadenza mensile.

⁸ La profilazione è effettuata sulla base dei dati dell'energia oraria convenzionale attribuita a ciascun punto di prelievo resi disponibili dalle imprese distributrici nell'ambito degli obblighi di aggiornamento quadrimestrale (che diventeranno mensili a seguito delle disposizioni introdotte con la deliberazione 698/2022/R/EEL) previsti dal TIS; attualmente pertanto il profilo convenzionale è determinato considerando l'energia complessivamente prelevata dal medesimo punto di prelievo nel terzo, quarto e quinto mese antecedente il medesimo quadrimestre.

- profilate convenzionalmente, le partite fisiche afferenti all'energia elettrica prelevata o immessa dai punti di prelievo e immissione allo stesso associati;
- una sessione di conguaglio (annuale) che interessa esclusivamente i punti di prelievo non trattati su base oraria e i punti di illuminazione pubblica svolta nel mese di luglio di ciascun anno con riferimento all'anno precedente; tale sessione prevede la liquidazione delle partite che derivano dalle differenze tra i dati di prelievo attribuiti convenzionalmente nella sessione mensile di *settlement* e quelli determinati sulla base di misure effettive;
 - una gestione delle rettifiche dei dati di misura (rettifiche di *settlement*) in due diversi momenti dell'anno: nell'ambito di una sessione semestrale (SEM 1), relativa alle rettifiche del primo semestre del medesimo anno, e di una seconda sessione (SEM 2) effettuata entro il mese di agosto, in cui sono invece determinate le rettifiche relative all'anno precedente, diverse da quelle già trattate nella sessione SEM 1 nonché le rettifiche tardive⁹ (dal secondo al sesto anno precedente).

Box 1 - Sintesi delle criticità

Diverso trattamento dei punti di connessione

Un primo elemento di complessità dell'attuale disciplina è dato dalle modalità differenziate di gestione tra le misure delle immissioni e le misure dei prelievi, nonché tra le misure orarie e quelle profilate.

I dati di misura delle immissioni, sia orari che profilati, sono trasferiti a Terna direttamente dalle imprese distributrici sia nell'ambito del *settlement* mensile che in fase di conguaglio.

I dati di misura relativi a punti di prelievo trattati orari, invece, a partire dai dati di competenza di gennaio 2017, sono trasferiti dalle imprese distributrici al SII e da quest'ultimo prima vengono aggregati per UdD e area di riferimento e poi vengono trasmessi a Terna sia nell'ambito del *settlement* mensile che in fase di conguaglio¹⁰.

Con riferimento ai dati di misura dei prelievi non trattati orari, per via delle modalità di profilazione adottate, vi è una gestione differenziata dei dati funzionali al *settlement* mensile e ai conguagli. In particolare:

- a) i dati di misura relativi a punti di prelievo non trattati orari diversi dall'illuminazione pubblica non rilevano ai fini del *settlement* mensile perché, per tale finalità, si utilizzano le curve di prelievo determinate mediante il meccanismo del *load profiling*;
- b) per i punti di prelievo afferenti all'illuminazione pubblica è utilizzato il *profilo convenzionale* determinato sulla base dei prelievi del periodo antecedente al mese di competenza del *settlement* e degli orari di accensione e spegnimento; nell'ambito del *settlement* mensile il SII aggrega per UdD, per area di riferimento e zona geografica l'energia elettrica attribuita convenzionalmente e la rende disponibile a Terna;

⁹ Includere le rettifiche tardive afferenti ai punti di prelievo non trattati orari.

¹⁰ Con la deliberazione 358/2016/R/eel l'Autorità ha disposto l'attribuzione al SII dell'attività di aggregazione delle misure dei prelievi ai fini del *settlement*, sia con riferimento ai punti di prelievo trattati su base oraria, sia con riferimento ai punti di prelievo relativi a impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria.

c) in fase di conguaglio le imprese distributrici di riferimento (anche per conto delle imprese distributrici sottese) rendono disponibili direttamente a Terna i dati effettivi di misura aggregati per UdD e area di riferimento e, per l'illuminazione pubblica, anche distinti per area geografica, svolgendo pertanto, in tale fase, ancora parte dell'attività di aggregazione per conto della medesima Terna.

In generale, quindi, i ruoli e le responsabilità dei soggetti coinvolti non sono individuati univocamente come invece avviene nell'ambito della messa a disposizione dei dati di misura dove, sinteticamente, l'impresa distributtrice è il soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura e il SII è responsabile per la certificazione dei flussi informativi ricevuti e la messa a disposizione dei dati ai relativi utenti. L'assenza di un'interfaccia unica per la messa a disposizione dei dati a Terna funzionali al *settlement* mensile e alle SEM determina, conseguentemente, una complessa regolazione degli obblighi informativi in capo ai diversi soggetti coinvolti.

Meccanismo di profilazione e attribuzione dell'energia elettrica residuale

- 3.4 Come già evidenziato, ove non sono disponibili le misure orarie, il TIS prevede l'applicazione di una metodologia di profilazione convenzionale (*load profiling*) basata sull'attribuzione, a tutti i clienti finali privi di trattamento orario e situati in una determinata area sottesa ad un'impresa distributtrice di riferimento (area di riferimento), di un profilo di prelievo determinato sulla base della ripartizione tra i medesimi clienti finali del c.d. PRA (prelievo residuo d'area)¹¹.
- 3.5 Tale ripartizione avviene attraverso l'utilizzo di specifici coefficienti di ripartizione, i c.d. CRPP, che identificano l'incidenza dell'energia elettrica prelevata da ciascun punto di prelievo rispetto a quella complessivamente attribuita a tutti i punti di prelievo non trattati orari; i CRPP sono attualmente aggiornati dalle imprese distributtrici con frequenza quadrimestrale (che diventerà mensile a partire dal mese di settembre 2023 in esito alle disposizioni introdotte con la citata deliberazione 698/2022/R/eel). In sede di calcolo, l'impresa distributtrice tiene conto:
- delle variazioni di stato dei punti di prelievo, ed in particolare di quelle dovute all'effetto del passaggio al trattamento orario;
 - dell'utilizzo dei dati di misura più recenti disponibili, ma relativi allo stesso periodo (mese) dell'anno precedente¹².

¹¹ Il PRA è calcolato come differenza fra l'energia elettrica complessivamente immessa in ciascuna ora nell'area, misurata o profilata oraria, e i prelievi dei clienti finali dotati di misuratore orario situati nella medesima area. Rappresenta, quindi, la curva oraria relativa a tutta l'energia elettrica prelevata dalla rete non misurata oraria (in realtà al suo interno sono inglobati anche il differenziale fra le perdite effettive e le perdite standard, il differenziale orario fra il profilo effettivo delle immissioni non misurate orarie e il profilo convenzionale ad esse attribuite per il calcolo del PRA, nonché i disallineamenti dovuti ad errori nell'attività di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura e all'utilizzo di dati stimati per l'assenza di dati di misura effettivi).

¹² Ciò perché quando il meccanismo del *load profiling* è stato introdotto la disponibilità di dati effettivi non era assicurata con periodicità coerenti e tali da consentire aggiornamenti più frequenti (ad esempio per i punti di prelievo monorari vi era un obbligo di lettura annuale).

- 3.6 L'energia convenzionalmente attribuita a ciascun UdD risulta pari al prodotto tra il CRPU (la somma dei CRPP afferenti ai punti di prelievo non trattati orari inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente) e il PRA. Essa non viene modificata a valle di eventuali rettifiche del PRA.
- 3.7 La disciplina del *load profiling* prevede che l'energia elettrica destinata ai clienti serviti in maggior tutela sia determinata in via residuale ed includa anche:
- l'energia elettrica corrispondente agli usi propri di distribuzione e di trasmissione (di seguito $EE_{usipropri}$ o usi propri)
 - la differenza tra le perdite di rete effettive e le perdite di rete standard determinate tramite l'applicazione dei coefficienti di cui alla tabella 4 del TIS ($\Delta Perdite$)¹³ che tengono conto sia delle perdite di natura tecnica che di natura commerciale
 - la differenza di energia oraria tra il profilo effettivo dell'energia elettrica immessa tramite punti non dotati di misuratore orario e il profilo piatto per fasce convenzionalmente attribuito a tale energia ai sensi del TIS;
 - la differenza di energia per la profilazione convenzionale dell'illuminazione pubblica,
 - i disallineamenti dovuti a errori nell'attività di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura e all'utilizzo di dati stimati per l'assenza di dati di misura effettivi.
- 3.8 Operativamente, la quota del PRA relativa ai clienti in maggior tutela non trattati su base oraria è attribuita ad Acquirente Unico sulla base di un CRPU pari alla differenza fra uno e la somma dei CRPU attribuiti agli altri utenti del dispacciamento operanti nella medesima area. Nella procedura di conguaglio annuale, all'Acquirente Unico è attribuita una partita fisica pari all'opposto della somma delle partite fisiche attribuite agli altri UdD della medesima area. Acquirente Unico, pertanto, assume un ruolo di utente residuale del sistema elettrico. L'energia approvvigionata complessivamente da Acquirente Unico nell'ambito del *settlement* mensile e in fase di conguaglio è ceduta poi ai singoli esercenti la maggior tutela alle condizioni disciplinate nel TIV.
- 3.9 Attualmente i clienti ancora serviti in maggior tutela sono circa 9 milioni e mezzo, di cui circa poco più di 5 milioni sono clienti finali domestici non vulnerabili per i quali entro gennaio 2024 verranno individuati i soggetti responsabili del servizio a tutele gradualità (di seguito: STG) che dovranno rifornirli, mentre i restanti 4 milioni e mezzo, in quanto clienti finali domestici vulnerabili, continueranno ad essere transitoriamente serviti in maggior tutela nelle more dell'adozione delle misure a favore dei medesimi clienti di cui all'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo 210/21.

¹³ Il $\Delta Perdite$ include la parte di perdite di rete che non è possibile attribuite direttamente ai punti di prelievo tramite l'applicazione dei coefficienti di perdita convenzionale stabiliti dall'Autorità. Include pertanto l'approvvigionamento della differenza tra le perdite effettive (di tutti i punti di prelievo) e le perdite standard (applicate all'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo).

Box 2- Sintesi delle criticità

Incremento del rischio dell'attività di approvvigionamento

Le attuali modalità di profilazione basate sul *load profiling* richiedono agli Udd di gestire:

- a) il rischio derivante dagli errori di previsione del PRA; a tale scopo gli Udd hanno a disposizione dati storici relativi al *settlement* mensile e sono del tutto sterilizzati da eventuali rettifiche del PRA che nell'ambito della SEM2 sono attribuite interamente all'Acquirente Unico;
- b) l'errore "quantità" relativo al differenziale tra i prelievi utilizzati per il calcolo dei coefficienti e i prelievi effettivi (sia con riferimento al loro livello che alla loro distribuzione) che prevalentemente deriva dalla base dei dati utilizzata per il calcolo dei CRPP; come già precedentemente evidenziato, i CRPP di un dato mese sono determinati sulla base dei prelievi dell'anno precedente, per cui il meccanismo non è in grado di intercettare le variazioni delle abitudini di consumo dei clienti finali che nel frattempo possono intercorrere. Tale errore per gli Udd si traduce in un onere finanziario che viene corretto nell'ambito del conguaglio *load profiling*, mentre per il sistema genera un rischio indiretto connesso alle conseguenti esposizioni degli utenti, rischio che può essere acuito in presenza di elevati prezzi del mercato all'ingrosso, come anche dimostrano gli esiti delle sessioni di conguaglio degli ultimi anni.

Il passaggio massivo al trattamento orario a seguito dell'installazione dei misuratori 2G ha acuito le distorsioni implicite nel meccanismo del *load profiling*. L'Autorità, nel corso del 2021 e del 2022, come già evidenziato, è intervenuta con diversi provvedimenti volti a intercettare e limitare gli effetti del *roll out* massivo dei sistemi *smart meter 2G*. Tali interventi, seppur non risolutivi, hanno consentito di contenere le differenze tra i volumi di energia elettrica prelevata attribuiti in acconto, nell'ambito del *load profiling*, ai diversi utenti del dispacciamento ai fini del *settlement* mensile e i volumi effettivi attribuiti in fase di conguaglio e i relativi rischi connessi.

Inefficienze allocative

Come evidenziato in precedenza, il *load profiling* comporta l'attribuzione a tutti i punti di prelievo non trattati orari, indipendentemente dal tipo di cliente e dalle sue particolari abitudini di prelievo, del profilo complessivo del carico residuo non orario di una determinata area (PRA). Il predetto profilo sarà, quindi, tendenzialmente diverso rispetto al profilo di prelievo effettivo del singolo cliente: ciò genera delle inefficienze allocative in quanto non consente di trasmettere ai singoli clienti finali il corretto segnale di prezzo dell'energia.

Inoltre, l'individuazione dell'AU come operatore residuale comporta, oltre alle criticità di cui alla lettera b), che le diverse partite residuali di energia elettrica siano dapprima allocate sugli utenti in maggior tutela e poi sterilizzate mediante diversi meccanismi di perequazione o nell'ambito del conguaglio *load profiling* con un onere finanziario che con la progressiva riduzione dei volumi di energia oggetto di approvvigionamento da parte di AU potrebbe avere una incidenza crescente sul costo di fornitura del servizio.

Complessità degli obblighi informativi

La determinazione dei CRPP, del PRA e delle partite fisiche gestite nell'ambito del conguaglio di *load profiling* comporta una complessa articolazione di obblighi informativi

tra le imprese distributrici sottese e le imprese distributrici di riferimento, tra queste e il SII e tra le imprese distributrici e Terna.

- 3.10 Nel TIV sono disciplinati distinti meccanismi di perequazione che si applicano agli esercenti la maggior tutela, ai fini della copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del servizio di maggior tutela, alle imprese distributrici ai fini della copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica per gli usi propri¹⁴ e ai fini della regolazione del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard di rete. Con riferimento al meccanismo di perequazione delle perdite di rete, la finalità è premiare/penalizzare le predette imprese qualora abbiano perdite di rete effettive minori/maggiori rispetto a quelle convenzionali stabilite dall'Autorità (perequazione perdite di rete).
- 3.11 Le disposizioni del TIV prevedono che la CSEA quantifichi e regoli, annualmente e per ciascuna tipologia di impresa (esercenti la maggior tutela e imprese distributrici), i saldi dei singoli meccanismi di perequazione. In particolare, la quantificazione del Δ Perdite richiede di addivenire ad una corretta ripartizione dell'energia elettrica immessa e prelevata dalla rete di ciascuna impresa distributtrice e ad una specificazione della stessa per i diversi livelli di tensione (cui sono associati i relativi coefficienti di perdita standard definiti dall'Autorità). La raccolta dei dati funzionali alla quantificazione del Δ Perdite¹⁵, stante la regolazione attuale, avviene successivamente alla sessione di conguaglio SEM2 e sulla base di una raccolta dati predisposta dalla CSEA.

Box 3- Sintesi delle criticità

Messa a disposizione dei dati di funzionali alla perequazione delle perdite di rete

L'allineamento dei dati disponibili presso Terna ai fini del *settlement* e messi a disposizione dal SII o dalle imprese distributrici con quelli utilizzati da CSEA ai fini dell'elaborazione della perequazione delle perdite di rete consentirebbe di monitorare efficacemente le performance delle imprese distributrici rispetto alle disposizioni regolatorie, in particolare nell'ottica di una loro evoluzione verso un modello che possa anche prevedere modalità di incentivazione distinte per impresa di distribuzione.

Inoltre, indipendentemente dalla suddetta esigenza, CSEA ha la necessità di interfacciarsi con un numero elevato di imprese distributrici per aver accesso ai dati di misura funzionali alle determinazioni di ciascun anno (nonché alle rettifiche ai dati di misura relative ad anni per i quali la determinazione sono state già effettuate); analogamente le imprese

¹⁴ Gli usi propri della distribuzione sono i consumi di energia elettrica esclusivamente e direttamente funzionali all'erogazione del servizio di distribuzione, inclusi i consumi connessi con lo svolgimento delle attività commerciali legate al servizio di distribuzione; risultano quasi interamente approvvigionate nell'ambito del servizio di maggior tutela, sebbene sia prevista, ai sensi del TIV, la possibilità per le imprese distributrici di approvvigionare tali partite anche per il tramite del mercato libero. Attualmente, ai sensi del TIV, è previsto che ciascuna impresa distributtrice versi, annualmente, a ciascun esercente la maggior tutela gli importi relativi alla fornitura degli usi propri.

¹⁵ Cfr disposizioni di cui all'articolo 32 del TIV.

distributrici devono rendere disponibili dati già resi disponibili nell'ambito del SII o a Terna; ciò comporta potenziali inefficienze, per la duplicazione di informazioni non necessarie oltre che per la messa a disposizione dei dati per le diverse attività in momenti diversi con la conseguenza che essi potrebbero essere tra loro diversi per effetto di eventuali sopraggiunte rettifiche.

Parte III: orientamenti dell’Autorità in relazione alla nuova disciplina

4. Obiettivi

- 4.1 L’obiettivo è quello di riformare il meccanismo di profilazione e di identificazione e attribuzione dell’energia “residuale” per pervenire ad un modello di *settlement* che consenta:
- a) di utilizzare esclusivamente dati di misura relativi al periodo di competenza, indipendentemente dal fatto che essi siano rilevati al quarto d’ora, su base oraria, per fasce o monorari;
 - b) di uniformare e semplificare la gestione dei dati di misura di immissione e di prelievo, siano essi trattati orari e non trattati orari, e, a tal fine, di trasferire nel SII tutti i dati di misura funzionali al *settlement*; ciò anche per dare attuazione alle disposizioni di cui al decreto legislativo 199/21 in materia di regolazione della misura dell’energia elettrica prodotta e immessa da fonti rinnovabili e al fine di favorire l’adozione di modalità di aggregazione diverse da quella per area di riferimento, unificando la gestione dei dati di misura funzionali alla regolazione delle partite di *settlement*, delle perdite di rete, nonché, del trasporto;
 - c) di passare al trattamento quart’orario dei dati di misura ai fini del *settlement* al fine di consentire una regolazione degli sbilanciamenti su un periodo di 15 minuti in coerenza con quanto disposto dall’articolo 53 del Regolamento (UE) 2017/2195;
 - d) considerato il numero sempre più esiguo di punti per i quali sarà necessario continuare a prevedere la profilazione convenzionale oraria/quart’oraria, l’adozione di modalità di profilazione più semplici, con ridotti costi implementativi e gestionali, che consentano di mitigare le criticità (quali oneri finanziari, rischio di insolvenza) derivanti, in particolare, dagli scostamenti tra i quantitativi attribuiti in acconto ai diversi utenti del dispacciamento e i quantitativi effettivi rilevati;
 - e) una transizione ordinata verso il nuovo disegno del mercato retail caratterizzato dal percorso di superamento del servizio di maggior tutela, limitando gli impatti operativi e gestionali delle nuove misure;
 - f) di favorire un’evoluzione del riconoscimento delle perdite verso un modello più aderente alle reali *performance* delle singole imprese distributrici che necessita della perimetrazione dei bilanci e dei flussi di energia per singola impresa distributtrice.
- 4.2 La riforma deve essere condotta attraverso step successivi, a partire da quelli ritenuti prioritari, come meglio evidenziato nel seguito.

5. Soluzione di regime

- 5.1 Si ritiene opportuno che, al completamento della riforma, il *settlement* sia effettuato attraverso la gestione unificata nel SII dei dati di misura relativi ai punti di prelievo

e ai punti di immissione messi a disposizione dalle imprese distributrici e da Terna, ivi inclusi i dati non orari/quarterari che verranno profilati secondo le nuove modalità descritte nel relativo paragrafo “*Profilazione quarteraria dei dati di misura non trattati orari/quarterari*” (punti da 5.16 a 5.18), nonché dei dati di misura relativi all’energia elettrica scambiata nei punti di interconnessione fra reti di gestori diversi (energia per la fatturazione della CTR e delle tariffe di trasmissione e di distribuzione)¹⁶.

- 5.2 L’introduzione nell’ambito del SII delle misure di energia elettrica scambiata nei punti di interconnessione fra reti è funzionale da un lato a pervenire ad un’unificazione della gestione dei dati di misura da utilizzare per le diverse finalità regolatorie (fatturazione del trasporto, regolazione delle perdite di rete e regolazione delle partite fisiche ed economiche del dispacciamento) e dall’altro a permettere al SII di determinare l’energia residua per singola impresa distributtrice (eventualmente per singola cabina primaria nel caso di impresa distributtrice di riferimento) e per zona di mercato, così da poter allocare a queste ultime, in via diretta o indiretta, i propri costi (costi sostanzialmente connessi al differenziale fra le perdite di rete effettive e le perdite di rete standard).

Gestione dei dati di misura funzionali alla nuova disciplina del settlement dell’energia elettrica

- 5.3 Ai fini di un *settlement* per periodo di riferimento (ISP) quarterario e della determinazione dell’energia residuale (ER), saranno considerate:
- le misure quarterarie dei punti di prelievo trattati orari/quarterari (PTO): dati misurati tramite *smart meter* 2G trattati orari, ovvero punti di prelievo sopra i 55 kW in BT (1G trattati orari), punti MT, AT e AAT con misuratore orario¹⁷;
 - le misure profilate al quarto d’ora dei punti di prelievo non trattati orari/quarterari ai sensi di quanto dettagliato successivamente (PPO);
 - le misure relative ai prelievi di energia elettrica per l’illuminazione pubblica, siano esse trattate orarie/quarterarie (IPTO) ovvero profilate quarterarie (IPPO);
 - le misure quarterarie delle immissioni trattate orarie/quarterarie (ITO);
 - le misure profilate quarterarie delle immissioni (IPO);
 - le misure quarterarie dell’energia immessa/prelevata nei/dai punti di interconnessione tra RTN e reti di distribuzione e tra diverse reti di distribuzione (INTO);

¹⁶ Dati che attualmente le imprese distributrici si scambiano tra loro ai fini della fatturazione del trasporto e che utilizzano per la determinazione del PRA e che mettono a disposizione di CSEA nell’ambito delle raccolte dati funzionali all’applicazione del meccanismo di perequazione delle perdite di rete.

¹⁷ Sebbene attualmente per le unità non abilitate (ambito nel quale rientrano anche i prelievi di energia elettrica) l’ISP ai fini del *settlement* è orario e conseguentemente la regolazione del TIS prevede che i dati ad essi relativi siano trattati orari o profilati orari, gli attuali misuratori installati nei punti di prelievo e di immissione per i quali è previsto il trattamento orario rilevano e trasferiscono i dati di misura secondo curve quarterarie e quindi sono già compatibili con un *settlement* che ai sensi dell’articolo 53 del Regolamento (UE) 2017/2195 deve essere basato su un ISP a 15 minuti per tutte le unità che partecipano al mercato.

- g) le misure dell'energia immessa/prelevata nei/dai punti di interconnessione tra RTN e reti di distribuzione e tra diverse reti di distribuzione non misurati orari/quart'orari e profilati al quarto d'ora (INTPO).
- 5.4 L'energia elettrica di cui al punto 5.3 lettere da a) a g) ai fini del *settlement* dovrà essere incrementata del valore delle perdite standard mediante l'utilizzo dei coefficienti di cui alla tabella 4 del TIS opportunamente rivisti secondo quanto previsto dal presente provvedimento (si veda al riguardo il paragrafo "*Revisione dei coefficienti di perdita standard del TIS*").
- 5.5 Nell'ambito del nuovo *settlement*, pertanto, tutta l'energia sarà trattata quart'oraria o profilata quart'oraria secondo le nuove modalità descritte nel relativo paragrafo "*Profilazione quart'oraria dei dati di misura non trattati orari/quart'orari*" (punti da 5.16 a 5.18) e anche l'energia residuale calcolata ai sensi del punto 5.7 sarà calcolata su base quart'oraria.
- 5.6 Conseguentemente, se, da un lato, il *settlement* mensile sarà basato sull'utilizzo dei dati di cui ai punti da 5.3 e 5.5, dall'altro anche le eventuali rettifiche o misure effettive dei punti non trattati orari/quart'orari, in fase di conguaglio, saranno gestite al pari di quanto avviene per le rettifiche di *settlement* e per le rettifiche tardive dei punti attualmente trattati orari, includendole, quindi, nelle determinazioni della SEM1 e della SEM2 (al pari di quanto già avviene oggi, a carico di Terna, per i dati di misura profilati orari relativi alle immissioni in rete di energia elettrica). A tal fine, il SII sarà tenuto:
- a rideterminare le curve quart'orarie profilate sulla base delle rettifiche o dei dati effettivi rilevati dalle imprese distributrici e resi disponibili ai sensi del TIME e,
 - per ciascun punto di prelievo o immissione, a mettere a disposizione degli UdD le curve quart'orarie aggiornate ai sensi del precedente alinea contestualmente al riscontro della relativa rettifica o misura effettiva.

- S.1. *Si ravvedono criticità nel modello prospettato per la gestione dei dati di misura ai fini del settlement? Se sì, quali?*
- S.2. *Si ritiene corretto affidare al SII, come passaggio finale della riforma, il ruolo di interfaccia unica per la messa a disposizione dei dati di settlement a Terna e di perequazione a CSEA?*

Determinazione dell'energia residuale

- 5.7 La disponibilità dei dati di cui al punto 5.3, ed in particolare l'accessibilità ai dati di misura afferenti all'energia elettrica scambiata tra i diversi gestori di rete, consente di gestire le misure di immissioni e di prelievo per differenti ambiti di aggregazione: per utente del dispacciamento, per impresa distributrice (eventualmente, nel caso di impresa distributrice di riferimento, anche per singola cabina primaria), per area di riferimento e per zona di mercato. Ne consegue che l'energia residuale, da attribuire all'operatore residuale, e da utilizzare anche nella procedura di determinazione del Δ Perdite ai fini perequativi, potrà essere determinata, univocamente, in relazione

all'ambito di aggregazione (zona di mercato, impresa distributrice) funzionale a ciascun processo di aggregazione (*settlement*, perequazione) come differenza tra l'energia elettrica immessa e prelevata (corretta per i fattori di perdita *standard*) in relazione al medesimo ambito, ovvero:

$$ER_{s,p} = ITO + IPO \pm INTO \pm INTPO - (PTO + PPO + IPTO + IPPO)$$

- 5.8 Il soggetto incaricato di effettuare l'aggregazione delle misure¹⁸ (si veda paragrafo "Aggregazione dei dati di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata", punto 5.19) sarà anche responsabile della determinazione dell'energia residuale per impresa distributrice, sia essa di riferimento o sottesa (eventualmente, nel caso di impresa distributrice di riferimento, anche per singola cabina primaria), e per area di riferimento e della sua aggregazione ai sensi di quanto previsto nei paragrafi "Aggregazione dei dati di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata" e "Modalità di approvvigionamento dell'energia residuale".

S.3. Si ravvedono criticità nella metodologia di determinazione dell'energia residuale prospettata? Se sì, quali?

Modalità di approvvigionamento degli usi propri della trasmissione e della distribuzione

- 5.9 Nell'ambito del superamento dei regimi di tutela è opportuno analizzare le modalità di approvvigionamento che, nell'ambito del nuovo *settlement*, devono essere previste per l'energia elettrica prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione. A tal fine, nel corso della consultazione, si intende raccogliere dati per avere un quadro preciso in merito a quale quota di tale energia:
- è misurata mediante punti di prelievo dedicati e identificati con un POD inserito nel SII, specificando a tal fine anche il numero di POD e l'entità media annua di tale energia;
 - è stimata partendo da punti di prelievo ad uso promiscuo (con prelievi solo in parte relativi agli usi propri della trasmissione e della distribuzione) identificati con un POD inserito nel SII e misurati, specificando a tal fine anche il numero di POD e l'entità media annua di tale energia;
 - è stimata in quanto relativa a prelievi non misurati e a cui non è associato un POD.
- 5.10 Si ritiene opportuno che tutta l'energia prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione attraverso punti di prelievo dedicati o ad uso promiscuo, misurata ovvero misurabile, sia approvvigionata dalle singole imprese distributrici mediante la stipula di un contratto di fornitura sul libero mercato. A tal fine qualora vi siano punti di prelievo non ancora misurati, ma misurabili, e/o non censiti nel SII l'impresa distributtrice deve provvedere a mettere in atto le necessarie attività ai fini dell'accesso al mercato dei predetti punti in tempo utile per attuare quanto disposto

¹⁸ Per conto di Terna che è responsabile dell'attività di aggregazione delle misure.

dalla deliberazione che farà seguito al presente documento per la consultazione. In coerenza con le previsioni di cui al presente paragrafo, si provvederà ad effettuare la revisione del meccanismo di perequazione dell'acquisto dell'energia elettrica fornita agli usi propri della trasmissione e della distribuzione di cui al TIV al fine di indicizzarlo al prezzo del mercato *spot* dell'energia elettrica.

- 5.11 Qualora dalla ricognizione di cui al punto 5.9 dovesse emergere l'esistenza di prelievi per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione non misurabili, questi potrebbero essere approvvigionati nell'ambito del meccanismo di approvvigionamento dell'energia residuale e i relativi costi verranno trasferiti all'impresa distributrice competente (si veda paragrafo "*Modalità di approvvigionamento dell'energia residuale e allocazione dei relativi costi*").

- S.4. *In relazione a quanto prospettato al punto 5.9 si richiede alle imprese distributrici di descrivere la situazione afferente al proprio ambito territoriale?*
- S.5. *Si ravvedono criticità nel prevedere che le imprese distributrici approvvigionino esclusivamente sul mercato gli usi propri misurati? Se sì, indicare quali*

Modalità di approvvigionamento dell'energia residuale e allocazione dei relativi costi

- 5.12 Ai fini dell'individuazione della modalità di approvvigionamento più efficiente per l'energia residuale e della corretta attribuzione dei relativi costi è necessario individuare le partite che possono essere gestite come residuali ed essere approvvigionate dall'operatore residuale.
- 5.13 Nell'ipotesi che l'approvvigionamento dell'energia elettrica sottesa agli usi propri relativa ai punti di connessione misurati avvenga sul mercato libero e, pertanto ciascuna impresa distributrice provveda all'acquisto della medesima l'ER (determinata e attribuita all'operatore residuale ai sensi di quanto descritto ai punti 5.7 e 5.8) risulterà pari alla somma delle seguenti due componenti:

$$ER = \Delta Perdite + \Delta Profilo$$

dove:

- $\Delta Perdite$ è l'energia sottesa alla differenza tra le perdite effettive e le perdite standard come rivisti ai sensi del presente documento per la consultazione (si veda paragrafo "*Revisione dei coefficienti di perdita standard del TIS*") e agli usi propri non direttamente misurabili in base a quanto meglio evidenziato nel punto 5.9;
- $\Delta Profilo$ è la differenza fra il profilo effettivo dei prelievi e delle immissioni non trattate orarie e le misure orarie profilate (PPO, IPPO, IPO e INTPO);

- 5.14 Ai fini dell'approvvigionamento dell'ER e della determinazione e attribuzione dei relativi costi, l'Autorità ritiene pertanto applicabili due possibili soluzioni alternative:
- soluzione A.** l'approvvigionamento dell'ER è demandato direttamente alle imprese distributrici che, anche mediante il ricorso a un *trader*,

dovrebbero acquistare la predetta energia sul mercato libero. Questa soluzione permette alle imprese distributrici la piena gestione del costo di approvvigionamento della ER. Inoltre, sono le imprese distributtrici i soggetti che con maggior probabilità dispongono degli elementi necessari per la programmazione sui mercati della predetta energia;

soluzione B. il compito di approvvigionare l'ER è demandato a Terna e, ai fini della copertura dei relativi costi, è introdotto un corrispettivo a carico delle imprese distributtrici (ad esempio, un corrispettivo in quota energia correlato alla ER determinata per impresa distributtrice). Ciò da un lato comporta una maggiore complessità gestionale in quanto i costi sostenuti da Terna andranno poi attribuiti ai distributori senza che questi ne abbiano la piena gestione, ma dall'altro lato consente l'approvvigionamento dell'ER su base aggregata zonale.

- 5.15 Con successivi atti si procederà a consultare gli orientamenti dell'Autorità in materia di revisione del meccanismo di perequazione delle perdite al fine di tener conto delle innovazioni introdotte con il presente documento e di quanto previsto al punto 4.1, lettera f).

S.6. *Quale tra le due soluzioni prospettate in merito alle modalità di approvvigionamento dell'ER e di allocazione dei relativi costi si ritiene preferibile? Perché? Si ritiene invece preferibile prevedere che sia l'impresa distributtrice a scegliere se applicare l'opzione A oppure l'opzione B? Perché?*

Profilazione quart'oraria dei dati di misura non trattati orari/quart'orari

- 5.16 In relazione ai dati di misura attualmente già profilati orari ai fini del *settlement* (quelli relativi alla IP non trattata oraria e ai punti di immissione non trattati orari) andrà adeguato l'algoritmo di profilazione al fine di avere delle curve quart'orarie al posto di curve orarie.
- 5.17 Per la profilazione dei punti di prelievo non trattati orari/quart'orari, l'Autorità è orientata ad adottare un criterio di profilazione analogo a quello attualmente applicato per la profilazione delle misure dei punti di immissioni non trattati su base oraria, adeguato secondo quanto previsto al punto 5.16. Ciò richiede, per ciascun punto di prelievo trattato per fasce, per ciascun periodo rilevante di ciascun mese e ciascuna fascia oraria, che l'energia convenzionale quart'oraria sia posta pari al rapporto fra l'energia prelevata nel medesimo punto nella fascia oraria e nel mese cui il quarto d'ora considerato appartiene e il numero di quarti d'ora della medesima fascia (profilo piatto per fascia). Analogamente, per ciascun punto di prelievo trattato monorario l'energia profilata quart'oraria sarà pari al rapporto tra l'energia prelevata nel medesimo punto di prelievo nel mese a cui il quarto d'ora considerato appartiene e il numero di quarti d'ora del mese medesimo (profilo piatto per mese).

- 5.18 Si ritiene, inoltre, che nell’ottica di unificare la gestione dei dati di misura ai fini del *settlement* nel SII, anche l’attività di profilazione quart’oraria dei dati misurati non orari/quart’orari possa essere svolta, secondo le previsioni di cui ai punti 5.16 e 5.17 dal SII.

S.7. Si ritiene condivisibile applicare anche ai prelievi non quart’orari il meccanismo attualmente adottato per profilare le misure dei punti di immissione non trattati orari? In caso contrario argomentare.

Aggregazione dei dati di misura dell’energia elettrica immessa e prelevata

- 5.19 Con l’integrazione nel SII di tutti i dati di misura di cui al punto 5.3 e la gestione nel SII delle curve quart’orarie profilate, il medesimo SII potrebbe svolgere interamente l’attività di aggregazione delle misure per conto di Terna ai fini del dispacciamento e fornire a CSEA i dati di misura funzionali alla perequazione. Cambierebbe, pertanto, il perimetro relativo all’attività di aggregazione delle misure e, conseguentemente, la relativa remunerazione economica: terminerebbero, infatti tutte le attività svolte a tal fine dalle imprese distributrici (fatte salve quelle necessarie alla gestione dei conguagli del periodo pregresso) nonché di determinazione e scambio dei dati funzionali al calcolo dei CRPP; con il venir meno di tali attività non vi sarebbe più l’esigenza di riconoscere il corrispettivo di aggregazione delle misure di cui all’articolo 15 del TIS e di mantenere la regolazione incentivante connessa.

S.8. Si ritiene condivisibile trasferire nel SII l’intera attività di aggregazione delle misure? Perché?

Revisione delle tempistiche di messa a disposizione dei dati di misura dell’energia elettrica immessa e prelevata profilati quart’orari

- 5.20 Nelle more della revisione complessiva delle tempistiche del *settlement*, è necessario valutare le tempistiche con cui i dati di misura non trattati orari/quart’orari debbano essere messi a disposizione del SII per l’elaborazione delle curve profilate quart’orarie. A tal fine si devono considerare le tempistiche necessarie al SII per effettuare la profilazione partendo dalla disponibilità del dato rilevato e le tempistiche necessarie per aggregarle e trasmetterle a Terna al fine di consentire il consolidamento del *settlement* mensile secondo gli attuali termini disciplinati all’articolo 22 del TIS. Pertanto, l’Autorità è orientata a stabilire:
- che il SII debba trasmettere a Terna le curve quart’orarie aggregate entro i termini già disciplinati al comma 38bis.2 del TIS;
 - che la messa a disposizione da parte delle imprese distributrici al SII dei dati di misura validati per i punti di prelievo e di immissione trattati per fasce e monorari

sia anticipata al giorno 7 del mese successivo a quello a cui essi si riferiscono¹⁹. Tale tempistica andrebbe applicata anche ai dati di misura non trattati orari/quart'orari relativi ai punti di interconnessione tra reti qualora tale casistica esista.

- 5.21 In merito agli obblighi di messa a disposizioni funzionali all'attuazione delle nuove modalità di profilazione, con riferimento ai punti di prelievo dotati di misuratore monorario con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW²⁰, l'Autorità è orientata a prevedere che, per le finalità di cui al punto 5.20, la messa a disposizione avvenga entro le tempistiche di cui al medesimo punto 5.20 e che, a tal fine, sia introdotto per le imprese distributrici l'obbligo di messa a disposizione del dato di misura stimato con cadenza mensile. Tale misura è propedeutica a contenere il differenziale tra i prelievi effettivi e i dati utilizzati in fase di profilazione²¹ (e i possibili conguagli che potrebbero insorgere da eventuali loro scostamenti). In generale l'Autorità, al fine di contenere le imprecisioni dei meccanismi di profilazione e continuare ad assicurare elevati standard di qualità in relazione alle misure orarie, è intenzionata a monitorare in modo più efficace la qualità dei dati di misura messi a disposizione delle imprese distributrici. Allo scopo, potrebbe essere opportuno adottare opportuni meccanismi di regolazione incentivante e/o potenziare quelli già previsti dall'attuale regolazione.

S.9. Nella prospettiva di rivedere le tempistiche per il consolidamento del settlement mensile, quali criticità si ravvedono nell'anticipare la messa a disposizione delle misure dei punti di prelievo non trattati orari?

S.10. Si ritiene opportuno individuare tempistiche differenti? Quali e perché?

S.11. In relazione ai punti di prelievo monorari con potenza disponibile inferiore ai 16,5 kW, anche alla luce del numero esiguo di tali punti di prelievo e della difficoltà di raggiungere questi misuratori per leggerli, si condivide l'orientamento di introdurre l'obbligo di messa a disposizione mensile di dati di misura stimati per la determinazione delle curve orarie profilate ad essi corrispondenti? Quale altra soluzione potrebbe essere adottata?

¹⁹ Ai sensi dell'articolo 23 del TIME oggi vigente, i dati di misura dei punti non tratti orari sono messi a disposizione del SII dall'impresa distributtrice entro il giorno 20 (venti) del mese successivo a quello cui i medesimi si riferiscono (o, per i punti monorari, del mese successivo a quello in cui è stato effettuato il tentativo di rilevazione)

²⁰Con riferimento ai punti di prelievo trattati monorari con potenza disponibile non superiore 16,5 kW il TIME oggi vigente prevede che il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura sia tenuto a effettuare un tentativo di rilevazione dei dati di misura ogni quattro mesi; per tutti gli altri punti monorari il tentativo di rilevazione è mensile.

²¹ Che posso differire, in generale, per errori dell'attività di rilevazione messa a disposizione dei dati di misura ma in questo caso particolare per il fatto che la rilevazione dei dati non è mensile e, pertanto, i dati profilati orari, in caso dell'assenza di dati rilevati effettivi non potrà che essere effettuato sulla base di stime.

Revisione dei coefficienti di perdita standard del TIS

- 5.22 Nell'ambito del nuovo *settlement* si ritiene opportuno prevedere che, ai fini della definizione dei fattori percentuali di perdita standard applicati in fase di *settlement* siano considerati esclusivamente i fattori percentuali definiti per le perdite tecniche e che, invece, le perdite di natura commerciale siano ricomprese nel Δ *Perdite*. Fermi restando eventuali ulteriori interventi dell'Autorità finalizzati a rivedere i fattori percentuali di perdita standard, quanto qui ipotizzato porterebbe a modificare la tabella 4 del TIS equiparandola alla tabella 9 del TIV.
- 5.23 Se, infatti, le perdite tecniche risultano essere correlate al profilo di prelievo dei clienti finali ed appare pertanto efficace ed efficiente che esse siano associate ad esso, diversamente le perdite commerciali sono connesse ad altri fenomeni (furti, errori di misura, etc) che non trovano una correlazione con le curve di prelievo dei clienti finali e in tal senso appare più efficace ed efficiente scorporarle dall'approvvigionamento degli UdD in prelievo.

S.12. Si condivide quanto proposto in materia di revisione dei coefficienti di perdita standard? Diversamente motivare.

Tempistiche di implementazione della soluzione a regime

- 5.24 In considerazione dei tempi necessari per mettere in atto tutte le attività funzionali a trasferire nel SII la gestione dei dati di misura dei prelievi non trattati orari e della loro profilazione, dei dati di misura delle immissioni e dei dati di misura relativi all'energia elettrica scambiata nei punti di interconnessione tra le reti, nonché l'intera attività di aggregazione ai fini del *settlement* (attività queste sulle quali l'Autorità prevede di procedere per step progressivi), si ritiene opportuno che la riforma del meccanismo di profilazione e di identificazione e attribuzione dell'energia "residuale" prospettata al capitolo 5 (punti da 5.1 a 5.23) produca effetti a decorrere dal 1 gennaio 2025. In particolare, è orientamento dell'Autorità prevedere che:
- a) a decorrere dal 1 gennaio 2025:
- il SII gestisca esclusivamente i dati relativi all'energia elettrica prelevata da tutti i punti di prelievo messi a disposizione dalle imprese distributrici, effettuando ove necessario le attività di profilazione quart'oraria ed effettuando l'attività di aggregazione dei dati di misura di energia elettrica prelevata (PTO, PPO, IPTO, IPPO) per utente del dispacciamento, per impresa distributtrice e per area di riferimento;
 - i dati di misura relativi alle immissioni (ITO e IPO) e agli scambi nei punti di interconnessione (INTO e INTPO) siano gestiti da Terna che provvederà ad effettuare le ulteriori attività funzionali alla determinazione dell'energia residua per impresa distributtrice (eventualmente, nel caso di impresa distributtrice di riferimento, anche per singola cabina primaria) e al completamento dell'attività di aggregazione;

- il SII e Terna, per quanto di propria competenza, renderanno disponibili a CSEA i dati delle misure funzionali all'attività di perequazione delle perdite di rete;
 - b) con successivi provvedimenti si definiranno, per step progressivi, le tempistiche e le modalità di integrazione nel SII dei restanti dati di misura funzionali al *settlement* e alla perequazione delle perdite di rete e le tempistiche per l'implementazione delle modifiche all'attività di aggregazione funzionali al pieno completamento di quanto prospettato dal presente documento per la consultazione.
- 5.25 In relazione alla gestione dei conguagli delle partite di energia relative al periodo antecedente al 1 gennaio 2025, si ritiene opportuno prevedere che si continuino ad applicare, sia ai fini del *settlement* che per la perequazione delle perdite di rete, le medesime disposizioni e obblighi informativi previsti dalla regolazione vigente (che continuerà a trovare applicazione fino al 31 dicembre 2024).
- 5.26 In relazione al medesimo periodo, si ritiene opportuno prevedere che l'energia residua continui ad essere approvvigionata secondo la disciplina corrente nell'ambito del servizio di maggior tutela che nel 2024, a decorrere dall'attivazione del STG per i clienti domestici non vulnerabili, sarà riservato ai soli clienti vulnerabili. Al netto delle considerazioni riportate nel capitolo 6, si ritiene, infatti, non efficiente apportare modifiche all'attuale disciplina inducendo le imprese distributrici e il SII a sostenere costi per l'implementazione di disposizioni che avrebbero effetti per un periodo di tempo limitato.
- 5.27 Sulla base delle considerazioni di cui al punto 5.26, al fine di limitare il più possibile l'impatto degli oneri connessi all'approvvigionamento delle partite residuali sulle condizioni economiche applicate ai clienti vulnerabili per i quali viene transitoriamente prorogato il servizio di maggior tutela, si intende prevedere che, per il periodo antecedente al 1 gennaio 2025, i saldi di perequazione delle perdite di rete derivanti dall'applicazione dei meccanismi di perequazione siano posti a carico del Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni di cui all'articolo 47 del TIT.

S.13. Si condividono le tempistiche prospettate? Quali ulteriori elementi devono essere presi in considerazione per valutare le tempistiche di entrata in vigore della nuova disciplina?

6. Soluzione di *back-up* qualora il servizio di maggior tutela dovesse terminare nel corso del 2024 anche per i clienti vulnerabili

- 6.1 Qualora il servizio di maggior tutela dovesse terminare, anche in relazione ai clienti vulnerabili, prima del 31 dicembre 2024, si rende necessario intervenire tempestivamente, in via transitoria, nelle more dell'implementazione della soluzione a regime descritta nel capitolo 5, in quanto dovrebbe essere immediatamente superato il ruolo di “operatore residuale” attualmente in capo ad AU.
- 6.2 Si ritiene che, in tal caso, il ruolo di operatore residuale debba essere attribuito a Terna che provvederebbe ad approvvigionare nell'ambito del bilanciamento l'energia residuale corrispondente al $CRPU_{\text{TERNA}}$, pari a $1 - \sum CRPU_{\text{UdD}}$. I relativi costi verrebbero allocati al corrispettivo *uplift*.

S.14. Si condivide quanto proposto in merito ad una eventuale soluzione di back-up o si ritiene opportuno adottare altre previsioni? Quali?