

Trasparenza

La trasparenza, oltre ad avere un importante rilievo nell'*accountability* dell'Autorità, ricopre un ruolo altrettanto centrale nella strategia anticorruzione. Gli obiettivi di trasparenza e i relativi obblighi di pubblicazione posti per il loro raggiungimento sono individuati, in aderenza a quanto disposto dal decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33, nel Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza (PTPCT), che è oggetto di annuale aggiornamento.

All'interno del PTPCT è presente un'apposita sezione dedicata alla trasparenza, in cui viene evidenziata l'organizzazione dei flussi informativi interni necessari a garantire l'adempimento degli obblighi di pubblicazione. A tal fine, nel corso del 2020, è stata ulteriormente consolidata e sistematizzata la relativa attività di monitoraggio e di vigilanza. Si è, inoltre, provveduto ad affinare l'alberatura della sezione "Amministrazione trasparente" del sito internet dell'Autorità e a implementarla con ulteriori dati e informazioni.

L'assolvimento degli obblighi di trasparenza coinvolge tutte le strutture dell'Autorità, con intensità specifiche che variano a seconda delle differenti tipologie e dei differenti volumi di dati e informazioni dalle strutture detenute.

Con riferimento agli accessi, si segnala che, come risulta dal Registro degli accessi pubblicato nella sezione "Amministrazione trasparente", sottosezione "Accesso civico", sono pervenute all'Autorità due istanze di accesso civico generalizzato, entrambe trattate nei termini di legge.

Anticorruzione

Con la delibera 18 febbraio 2020, 40/2020/A, il Collegio dell'Autorità ha approvato il Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2020-2022. L'approvazione ha fatto seguito alla procedura di consultazione pubblica preliminarmente avviata.

Nel gennaio 2020, inoltre, il Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza ha redatto, ai sensi della legge 6 novembre 2012, n. 190, la Relazione annuale sulla base del formato predisposto dall'Autorità nazionale anticorruzione (Anac) per la verifica e il monitoraggio dell'attuazione delle misure di prevenzione e contrasto della corruzione.

Le attività di prevenzione della corruzione sono state prevalentemente orientate alla previsione e all'attuazione di misure generali, così come riportate nel Piano.

In sede di elaborazione del nuovo PTPCT 2021-2023, nel novembre 2020, il Collegio dell'Autorità, al fine di promuovere ulteriormente la *policy* di prevenzione di potenziali fenomeni corruttivi, ha proceduto a una puntuale declinazione di obiettivi strategici in chiave sia di trasparenza sia di anticorruzione, individuando le priorità nell'ottimizzazione della gestione delle istanze di accesso civico, nella promozione di percorsi di formazione, nell'innalzamento dei livelli di trasparenza attraverso la pubblicazione di dati ulteriori rispetto a quelli obbligatori e, infine, nella razionalizzazione dei presidi del sistema dei controlli interni, nell'ambito della gestione dei rischi corruttivi, dell'Autorità.

CAPITOLO 2

Quadro strategico 2019-2021

L'art. 8, comma 4, del vigente Regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità (delibera 2 febbraio 2018, 57/2018/A) prevede che quest'ultima stabilisca le priorità e gli obiettivi strategici della propria attività regolatoria e li aggiorni periodicamente. Con la delibera 18 giugno 2019, 242/2019/A, l'Autorità ha adottato il Quadro strategico 2019-2021, articolato in obiettivi strategici, che inquadrano – sia per gli ambiti trasversali ai settori regolati, sia per quelli specifici relativi all'Area Ambiente e all'Area Energia – la strategia complessiva di intervento nello scenario attuale e di medio termine, e in linee di intervento, che descrivono sinteticamente le principali misure e azioni che l'Autorità intende condurre per la realizzazione di ciascun obiettivo strategico. La suddetta delibera prevede di procedere con cadenza annuale alla rendicontazione e all'eventuale revisione del Quadro strategico.

In linea con gli impegni assunti in materia di *accountability* e trasparenza contenuti nel Quadro strategico per il triennio 2019-2021, con la delibera 30 marzo 2021, 130/2021/A, l'Autorità ha approvato la rendicontazione delle attività svolte nel periodo 2019-2020 e la revisione per l'anno 2021 del Quadro strategico per il triennio 2019-2021. Il documento, allegato A alla succitata delibera, riporta la rendicontazione delle attività svolte dal 1° gennaio 2019 al 31 dicembre 2020 in relazione ai 23 obiettivi strategici, declinando puntualmente questi ultimi nelle relative linee di intervento, indicandone lo stato di avanzamento e le ragioni di eventuali scostamenti rispetto alle tempistiche originariamente previste. Le azioni riportate nel documento costituiscono i punti focali su cui si è ritenuto di dover certamente intervenire in via prioritaria da un punto di vista regolatorio.

Inoltre, con un documento di rendicontazione e revisione del Quadro strategico, si è ritenuto opportuno dare evidenza dell'impatto dell'emergenza sanitaria da Covid-19 sia sulla rendicontazione delle attività svolte a partire dal primo trimestre 2020, sia sulla previsione delle attività ancora da svolgere per l'anno 2021 al fine di fronteggiare la critica situazione epidemiologica in corso.

Per quanto attiene specificamente all'implementazione del Quadro, mentre, da un lato, l'emergenza pandemica ha determinato forti criticità in relazione al rispetto del cronoprogramma previsto per alcuni obiettivi strategici, dall'altro ha richiesto che l'Autorità approntasse tempestivamente nuovi strumenti nelle modalità di attuazione di tali obiettivi. Si pensi, al riguardo, ai numerosi interventi di aggiustamento della regolazione infrastrutturale, con riferimento alle attività che comportano l'accesso degli operatori alle abitazioni dei clienti, come per esempio l'ambito della qualità commerciale.

Inoltre, a partire da marzo 2020, l'Autorità ha ritenuto opportuno adottare provvedimenti, anche con carattere di urgenza, nei settori di propria competenza, al fine, da un lato, di mitigare la situazione di disagio e le eventuali criticità legate all'emergenza per clienti e utenti finali, e, dall'altro, di salvaguardare l'equilibrio economico-finanziario degli operatori, garantendo continuità e sicurezza delle forniture.

Per una trattazione approfondita delle azioni intraprese dall'Autorità in conseguenza dell'emergenza da Covid-19 si veda il paragrafo seguente.

Azioni e provvedimenti a seguito dell'emergenza da Covid-19

Fin da marzo 2020, nel contesto della difficile situazione emergenziale provocata dal diffondersi dell'epidemia di Covid-19, l'Autorità è intervenuta con tempestività al fine di garantire la piena applicazione dei provvedimenti governativi e supportare consumatori e operatori, attraverso numerosi provvedimenti, anche con carattere di urgenza. A tale proposito, sono stati istituiti tre gruppi di lavoro interni, uno istituzionale, uno per il settore ambiente e il terzo per il settore energia, composti dal Collegio e dal *management* in posizione apicale, al fine di presidiare in maniera coordinata e continuativa le diverse attività legate all'emergenza epidemiologica. I gruppi di lavoro interni hanno protratto la loro attività fino a luglio 2020, consentendo ad ARERA di adottare numerosi provvedimenti straordinari e urgenti per fronteggiare i disagi derivanti dalle misure di contenimento alla diffusione del virus, nonché di fornire suggerimenti e segnalazioni al Parlamento e al Governo per cercare di dare risposte pronte e adeguate ai problemi riscontrati nei settori soggetti alla propria regolazione (si veda la segnalazione 136/2020/I/com, di cui si è parlato in precedenza). Inoltre, è stata importante anche l'interazione con gli *stakeholder*, che hanno fornito dati e informazioni fondamentali mediante i quali l'Autorità ha potuto garantire il monitoraggio necessario alla definizione dei propri provvedimenti. Nel prosieguo si fornisce un elenco riassuntivo delle misure straordinarie dovute all'emergenza sanitaria adottate dall'Autorità nei settori regolati. Si fa presente che gli stessi provvedimenti sono riportati, talvolta con maggiore approfondimento, nei capitoli di competenza dei singoli settori del presente Volume.

Settori energetici

Nel contesto dell'emergenza epidemica da Covid-19, ARERA ha adottato diverse misure straordinarie volte a supportare i consumatori e gli operatori e a garantire l'approvvigionamento dell'energia elettrica e del gas a tutti i clienti. Al fine di assicurare, nella fase emergenziale, la sostenibilità finanziaria degli interventi previsti e di quelli di eventuale futura adozione, a sostegno dei clienti finali dei settori elettrico e del gas e degli utenti finali del settore idrico, l'Autorità ha provveduto a istituire presso CSEA un apposito conto di gestione a valere sulle giacenze disponibili, per un valore complessivo di 1,5 miliardi di euro (delibera 12 marzo 2020, 60/2020/R/Com). Di seguito le principali misure adottate¹⁹:

- misure dirette ai clienti finali:
 - sospensione, dal 17 marzo al 30 aprile 2020, per i clienti residenti negli 11 Comuni della prima "zona rossa" in Lombardia e Veneto, dei termini di pagamento delle fatture per la fornitura di energia elettrica e di gas, con la conseguente rateizzazione automatica senza applicazione di interessi (delibera 17 marzo 2020, 75/2020/R/com);
 - facoltà di rinnovare la domanda per l'erogazione dei bonus oltre la scadenza originaria prevista, ovvero fino al 31 luglio 2020, per i consumatori il cui il bonus sociale era in scadenza nel periodo 1° marzo-31 maggio 2020 (delibere 17 marzo 2020, 76/2020/R/com, e 28 aprile 2020, 140/2020/R/com);
 - cessazione, tra il 10 marzo e il 17 maggio 2020, delle procedure di sospensione per morosità delle forniture di energia elettrica per i clienti in bassa tensione e di quelle di gas naturale per i clienti con consumo non

¹⁹ Per maggiori informazioni si rimanda alla pagina dedicata all'emergenza da Covid-19 nel sito istituzionale dell'Autorità: www.arera.it/it/news/coronavirus.htm.

CAPITOLO 2

superiore a 200.000 S(m³)/anno, con specifiche procedure per la rateizzazione dei pagamenti. Al contempo è stato avviato un apposito monitoraggio sull'andamento dei tassi di mancato incasso dei pagamenti dei clienti finali (delibere 12 marzo 2020, 60/2020/R/com, 2 aprile 2020, 117/2020/R/com, 13 aprile 2020, 124/2020/R/com, e 30 aprile 2020, 148/2020/R/com);

- riduzione nelle bollette elettriche delle quote fisse delle tariffe di trasporto, distribuzione e misura e degli oneri generali per i clienti non domestici connessi in bassa tensione, come previsto dal decreto legge 19 maggio 2020, n. 34, convertito dalla legge 17 luglio 2020, n. 77 (delibere 26 maggio 2020, 190/2020/R/eel, e 4 agosto 2020, 311/2020/R/eel). La riduzione in totale ammonta a circa di 600 milioni di euro;
- misure dirette agli operatori:
 - sospensione, sino al 31 maggio 2020, dei termini delle fasi istruttoria e decisoria dei procedimenti già avviati e proroga dei termini previsti per l'effettuazione di due campagne ispettive (delibere 17 marzo 2020, 74/2020/S/com, 24 marzo 2020, 78/2020/E/gas, e 23 giugno 2020, 226/2020/E/com);
 - misure specifiche per tenere conto degli effetti sulla filiera derivanti dagli interventi adottati a tutela dei consumatori (sospensione delle interruzioni per morosità e possibilità di rateizzare le somme dovute). Le misure hanno riguardato (delibere 2 aprile 2020, 116/2020/R/com, 30 aprile 2020, 149/2020/R/com, e 28 maggio 2020, 192/2020/R/com): i) la sospensione delle procedure di inadempimento per le fatture di trasporto e di distribuzione di gas laddove le fatture risultassero almeno saldate per il 70% per la quota parte corrispondente ai clienti alimentati in bassa tensione, per il settore elettrico, e ai clienti del gas con consumo annuo minore di 200.000 S(m³), per il settore del gas; ii) tempi più lunghi per i casi di necessità di adeguamento delle garanzie e ammissibilità del giudizio di *rating* di un livello inferiore rispetto a quello ordinariamente minimo ammesso. L'Autorità ha anche disciplinato le modalità di saldo delle partite non versate da parte degli utenti del trasporto e della distribuzione, con la possibilità di versamento in tre rate da settembre a novembre (delibera 30 giugno 2020, 248/2020/R/com). Infine, l'Autorità ha definito anche le prime disposizioni per l'attuazione di un meccanismo di reintegro delle tariffe di rete non incassate per le imprese distributrici di energia elettrica (delibera 17 novembre 2020, 461/2020/R/eel);
 - laddove, a causa dell'emergenza epidemica da Covid-19, gli operatori del gas e dell'elettricità non siano stati in grado di assicurare gli standard di qualità del servizio richiesti, tali mancanze sono state classificate come dovute a "cause di forza maggiore" e gli operatori non sono stati sottoposti a sanzioni economiche (delibere 12 marzo 2020, 59/2020/R/com, e 3 novembre 2020, 432/2020/R/com);
 - modifiche transitorie di alcune disposizioni sugli obblighi di messa in servizio e l'uso di *smart metering* (delibere 11 giugno 2020, 213/2020/R/eel, e 1° dicembre 2020, 501/2020/R/gas);
 - proroga al 1° gennaio 2022 per l'entrata in vigore dei nuovi limiti ai prelievi di energia reattiva per i clienti finali in alta e altissima tensione e per le imprese distributrici (delibera 20 ottobre 2020, 395/2020/R/eel);
 - sospensione di alcune tempistiche previste dal Testo integrato delle connessioni attive – TICA²⁰ (delibera 7 aprile 2020, 123/2020/R/eel). In particolare, nel caso di pratiche di connessione pendenti al 23 febbraio 2020 o avviate successivamente a tale data, è stata disposta la sospensione dei termini dei procedimenti amministrativi e degli effetti degli atti amministrativi in scadenza ai fini del computo delle tempistiche relative all'accettazione del preventivo, all'avvio dell'iter autorizzativo e all'avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione;
 - modifica della valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per un periodo transitorio (delibera 7 aprile 2020, 121/2020/R/eel). In particolare, fino al 30 giugno 2020, sono stati introdotti elementi che permettevano di limitare la variabilità del prezzo unitario di sbilanciamento (anche rispetto ai prezzi di valorizzazione delle

20 Allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/ett 99/08.

offerte di vendita accettate sul mercato del giorno prima – MGP), pur mantenendo, per quanto possibile, l'aderenza ai costi del servizio ed evitando che venissero a mancare le misure sufficienti a contrastare le strategie di programmazione non diligente finalizzate a trarre vantaggio dalla mancata programmazione.

Infine, l'Autorità ha sviluppato una collaborazione con il CEER per lo scambio di informazioni e *best practice* relative alla risposta dei regolatori europei agli effetti dell'emergenza da Covid-19 nel 2020.

Settori ambientali

Anche per i settori ambientali, fin dalle prime fasi dell'emergenza epidemiologica, l'Autorità ha adottato una serie di provvedimenti volti sia a rafforzare la tutela per gli utenti finali, al fine di mitigare le potenziali criticità indirettamente correlate alle misure adottate dal Governo per contenere la diffusione del contagio sul territorio nazionale, sia a salvaguardare l'operato e la sostenibilità economico-finanziaria dei gestori, anche richiedendo a tutti i soggetti informazioni utili a delineare gli opportuni elementi di flessibilità a integrazione e completamento del quadro di regolazione del settore. Di seguito le principali misure previste:

- misure dirette agli utenti finali:
 - sospensione, dal 17 marzo al 30 aprile 2020, per gli utenti residenti negli 11 Comuni della prima “zona rossa” in Lombardia e Veneto, dei termini di pagamento delle fatture idriche, con la conseguente rateizzazione automatica degli importi i cui termini di pagamento fossero stati sospesi (senza applicazione di interessi); contestualmente, sono state disciplinate le condizioni alle quali gli operatori – in un'ottica di sostenibilità finanziaria – avrebbero potuto richiedere un anticipo su tali importi a CSEA. Per il settore dei rifiuti, è stata stabilita un'analoga sospensione per i termini degli avvisi di pagamento, con la contestuale previsione che i gestori dell'attività di “gestione tariffe e rapporti con gli utenti” provvedessero, secondo la normativa vigente, a rateizzare gli importi i cui termini di pagamento fossero stati sospesi, senza applicazione di interessi a carico degli utenti, previa informativa da inviare ai soggetti interessati (delibera 17 marzo 2020, 75/2020/R/com);
 - per il settore idrico, introduzione per gli enti di governo dell'ambito – in considerazione dei riflessi dell'emergenza riscontrati sui territori di competenza e, in particolare, sugli utenti in condizioni di vulnerabilità economica – della facoltà di destinare ad agevolazioni ulteriori, negli anni 2020 e 2021, l'eventuale eccedenza di risorse rispetto a quelle utilizzate nel biennio 2018 e 2019 per l'erogazione del bonus idrico integrativo (delibera 23 giugno 2020, 235/2020/R/idr);
 - per il settore dei rifiuti, alla luce degli elementi acquisiti nell'ambito del monitoraggio avviato con la delibera 26 marzo 2020, 102/2020/R/rif, adozione di misure di tutela volte a mitigare la situazione di criticità e gli effetti sulle varie categorie di utenze derivanti dalle limitazioni introdotte a livello nazionale o locale per contrastare il diffondersi del virus, prevedendo, in particolare, l'introduzione di alcuni fattori di correzione per alcune tipologie di utenze non domestiche (al fine di tenere conto – in osservanza del principio “chi inquina paga” – della minore quantità di rifiuti producibili, in ragione della sospensione stabilita per talune attività industriali e commerciali), e di specifiche forme di tutela per le utenze domestiche economicamente disagiate (delibera 5 maggio 2020, 158/2020/R/rif);
 - alla luce della necessità di garantire l'accesso universale all'acqua, anche in ragione delle misure igienico-sanitarie previste in relazione alla situazione emergenziale, temporanea deroga all'applicazione delle

CAPITOLO 2

procedure di sospensione della fornitura di acqua per il periodo compreso tra il 10 marzo e il 3 maggio 2020 (per tutti gli utenti) e tra il 4 e il 17 maggio 2020 (limitatamente alle utenze a uso domestico).

Contestualmente, è stato stabilito per il gestore l'obbligo di previsione della possibilità per l'utente di richiedere un piano di rateizzazione dell'importo oggetto di costituzione in mora senza applicazione di interessi, ed è stata prevista per le utenze non domestiche, in caso di verifica positiva da parte del pertinente ente di governo sul mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario, la facoltà di richiedere la rateizzazione del pagamento di fatture afferenti ai periodi sopra menzionati (delibera 12 marzo 2020, 60/2020/R/com, come integrata e modificata con le delibere 2 aprile 2020, 117/2020/R/com, 13 aprile 2020, 124/2020/R/com, e 30 aprile 2020, 148/2020/R/com);

- misure dirette agli operatori:
 - in materia di trasparenza, differimento di taluni dei termini fissati per il settore dei rifiuti, in modo da assicurare un ordinato processo di recepimento della regolazione pur in presenza delle stringenti misure di contrasto e contenimento dell'epidemia, nonché rinvio delle tempistiche previste per l'entrata in vigore di alcune disposizioni per il settore del telecalore (delibere 12 marzo 2020, 59/2020/R/com, e 26 maggio 2020, 188/2020/R/tr);
 - per il settore idrico, tenuto conto del rallentamento delle attività e della sospensione dei cantieri, sono stati stabiliti: da un lato, il differimento dei termini per la conclusione del procedimento di valutazione dei meccanismi di incentivazione della qualità tecnica per il biennio 2018 e 2019, nonché l'introduzione di elementi di flessibilità per il biennio successivo, prevedendo una valutazione cumulativa biennale degli obiettivi sia di qualità tecnica sia di qualità contrattuale riferiti al 2020 e al 2021, favorendo in tal modo il recupero degli eventuali investimenti non realizzati per ragioni riconducibili all'emergenza; dall'altro lato, al fine di proseguire comunque celermente la programmazione e la realizzazione degli interventi di cui all'allegato 1 al DPCM 1° agosto 2019 (primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico –sezione "acquedotti"), un temporaneo adeguamento (fino al 31 dicembre 2020) delle modalità di erogazione delle risorse destinate alla progettazione e alla realizzazione dei predetti interventi, nonché la possibilità di adozione di ulteriori misure di semplificazione, al fine di garantirne la tempestiva erogazione (delibere 12 marzo 2020, 59/2020/R/com, 23 giugno 2020, 235/2020/R/idr, e 1° dicembre 2020, 520/2020/R/idr);
 - per il settore idrico, specifiche deroghe, limitate all'annualità 2020, in ordine agli obblighi di acquisizione dei dati di misura e alle determinazioni relative ai reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura; per il settore del telecalore, invece, proroga dell'avvio della disciplina sulla misura al 1° gennaio 2022, per consentire agli operatori di implementare i sistemi operativi e adattare la struttura organizzativa anche alla luce del perdurare dell'emergenza sanitaria (delibere 23 giugno 2020, 235/2020/R/idr, e 17 novembre 2020, 478/2020/R/tr);
 - per il settore dei rifiuti, anche a seguito degli elementi acquisiti in esito alla richiesta di informazioni di cui alla delibera 102/2020/R/rif e dei contributi trasmessi in risposta al documento per la consultazione 26 maggio 2020, 189/2020/R/rif, per consentire agli enti territorialmente competenti di dare attuazione alle misure di tutela disposte con la menzionata delibera 158/2020/R/rif, introduzione di specifici meccanismi di anticipazione a copertura dell'eventuale esposizione finanziaria, nonché, sia per il 2020 sia per il 2021, modalità di riconoscimento degli eventuali oneri aggiuntivi e degli scostamenti di costo connessi alla gestione dell'emergenza epidemiologica, nel rispetto del principio di copertura dei costi di esercizio e di investimento (delibere 23 giugno 2020, 238/2020/R/rif, e 24 novembre 2020, 493/2020/R/rif);
 - per il settore idrico, tenuto conto anche degli elementi acquisiti in esito alla richiesta di informazioni di cui alla delibera 13 aprile 2020, 125/2020/R/idr, e in risposta al documento per la consultazione 26 maggio 2020, 187/2020/R/idr, l'adeguamento di specifici criteri per il riconoscimento dei costi efficienti di cui al

RAPPORTI ISTITUZIONALI E ACCOUNTABILITY • Intersettoriale

Metodo tariffario per il terzo periodo regolatorio (MTI-3) per sostenere il recupero dei ritardi registrati nel completamento degli interventi infrastrutturali già avviati, nonché la possibilità di riconoscere sia gli eventuali oneri aggiuntivi connessi all'emergenza, sia gli eventuali minori oneri previsti in conseguenza delle iniziative adottate per il contrasto alla diffusione del virus. Inoltre, è stata stabilita l'adozione di misure selettive per la sostenibilità finanziaria delle gestioni, prevedendo la facoltà per gli enti di governo di riconoscere ai gestori, per la sola annualità 2020, una specifica componente a compensazione degli effetti delle dilazioni di pagamento, qualora concesse in favore degli utenti, o in relazione alla mancata attivazione immediata di procedure per il recupero dei relativi crediti. Infine, sono state predisposte specifiche misure per il rafforzamento della sostenibilità sociale, con meccanismi di anticipazione finanziaria sui conguagli connessa all'eventuale rinvio di una quota parte degli oneri ammissibili a riconoscimento tariffario nel 2020 (delibera 23 giugno 2020, 235/2020/R/idr);

- per il settore del telecalore, con la delibera 12 marzo 2020, 59/2020/R/com, indicazione che l'eventuale mancato rispetto di standard di qualità derivante dall'emergenza epidemiologica da Covid-19 può essere ricondotto a "cause di forza maggiore", con la conseguente esclusione dall'obbligo di corresponsione dei relativi indennizzi automatici;
- per il settore del telecalore, con la delibera 17 novembre 2020, 478/2020/R/tlr, con cui è stata adottata la nuova regolazione del servizio di misura, è stato previsto un periodo di un anno per l'entrata in vigore delle relative disposizioni (rinviata al 1° gennaio 2022), per assicurare un periodo congruo per apportare le necessarie modifiche organizzative e aziendali, in modo da tenere conto della situazione di emergenza.

CAPITOLO

3

**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DELL'ENERGIA
ELETTRICA**

SETTORIALE

CAPITOLO 3

Unbundling

Regolazione dell'*unbundling*

Separazione funzionale

Con la delibera 27 ottobre 2020, 416/2020/E/com, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente ha intimato a una serie di imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas di inviare le comunicazioni obbligatorie previste dal TIUF (Testo integrato *unbundling* funzionale, allegato A alla delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com) a carico delle imprese soggette agli obblighi di separazione funzionale. In particolare, l'Autorità ha intimato alle imprese elencate nell'allegato del provvedimento di trasmettere i dati e le informazioni, relativi al 2019, previsti dalle raccolte annuali di separazione funzionale cui sono tenute sulla base delle disposizioni del TIUF e, specificamente, la raccolta "Adempimenti al TIUF" (che permette, tra le altre cose, l'invio del "Programma di adempimenti", previsto dall'articolo 14.5 del TIUF, redatto dal gestore indipendente che riporta le misure adottate per assicurare il rispetto dei principi di separazione funzionale da parte dell'impresa).

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

Servizio di dispacciamento

Progetti pilota avviati ai sensi della delibera 300/2017/R/eel

Nelle more della riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento, proseguono i progetti pilota avviati con la delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel e finalizzati alla raccolta di elementi utili per la riforma del dispacciamento e per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento, fermo restando il principio della neutralità tecnologica.

Tra tali progetti pilota, rientra il progetto pilota UVAM (Unità virtuali abilitate miste), approvato con la delibera 2 agosto 2018, 422/2018/R/eel e in corso dal 1° novembre 2018. Esso consente la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) di unità di produzione (inclusi i sistemi di accumulo) e/o di consumo precedentemente non abilitate, anche su base aggregata, ai fini della fornitura di risorse (a salire e/o a scendere) per la risoluzione delle congestioni a programma, per la riserva terziaria rotante e per il bilanciamento. Più in dettaglio, le UVAM devono avere una capacità di modulazione almeno pari a 1 MW e possono essere di due tipi:

- UVAM-A, caratterizzate dalla presenza di unità di produzione non rilevanti, di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate, che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo purché la potenza immessa al punto di connessione non sia superiore a 10 MVA, e di unità di consumo;
- UVAM-B, caratterizzate dalla presenza di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate,

REGOLAZIONE NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA • Settoriale

aventi potenza immessa al punto di connessione superiore a 10 MVA e unità di consumo che condividono il medesimo punto di connessione alla rete.

I servizi resi dalle UVAM sono remunerati, in alternativa:

- tramite la normale remunerazione derivante dall'MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo (*pay as bid*) offerto dal *Balance Service Provider* (BSP) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse sull'MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato;
- tramite la fornitura a termine delle risorse, limitatamente alla fase di sperimentazione. In tal caso, i titolari delle UVAM hanno vincoli più stringenti in termini di impegni a offrire sull'MSD e percepiscono due corrispettivi:
 - un corrispettivo fisso definito in esito a un'asta al ribasso di tipo *pay as bid* rispetto a un valore massimo variabile da 15.000 €/MW/anno (per 2 ore di disponibilità giornaliera) a 30.000 €/MW/anno (per 4 ore di disponibilità giornaliera), erogato con riferimento ai giorni in cui sono stati rispettati gli obblighi di offerta;
 - un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal titolare dell'UVAM nell'MSD (con uno *strike price* inizialmente definito in 400 €/MWh), riconosciuto solamente in caso di attivazione delle risorse sull'MSD e limitatamente alle quantità accettate.

Con la delibera 5 maggio 2020, 153/2020/R/eel, l'Autorità ha approvato le modifiche al regolamento UVAM, predisposte da Terna e funzionali a consentire la partecipazione all'MSD, anche per unità di produzione e/o di consumo sottese a punti non trattati su base oraria ai fini del *settlement* (si tratta dei punti con potenza disponibile in immissione e/o in prelievo non superiore a 55 kW per i quali non è ancora stato attivato il trattamento dei dati di misura su base oraria ai fini del *settlement*), purché dotati di un'apparecchiatura di misura che consenta all'impresa distributrice competente di rilevare il dato di misura orario (pur non validato e non utilizzato ai fini del *settlement*).

Inoltre, con la delibera 23 febbraio 2021, 70/2021/R/eel, l'Autorità ha approvato, con modifiche, le proposte di Terna finalizzate ad aumentare l'efficacia del progetto pilota UVAM. Più nel dettaglio, il nuovo regolamento, rispetto alla precedente versione, prevede:

- l'introduzione di test di affidabilità senza preavviso, di durata minima di un'ora e durata massima di due ore (per un numero massimo di quattro test in un anno per ciascuna UVAM), al fine di verificare l'effettiva operatività e affidabilità delle UVAM. L'esito del test è considerato positivo qualora il livello di *performance* risulti superiore al 90%. In caso di esito negativo di tre test, anche non consecutivi, in un anno, l'UVAM viene disabilitata dall'MSD con decorrenza dal primo giorno del mese successivo a quello di svolgimento del terzo test di affidabilità con esito negativo e, se presente, viene risolto il relativo contratto a termine;
- l'introduzione di un valore minimo della garanzia che ciascun BSP deve prestare a Terna, pari a 1.000 €/MW;
- la rimozione dell'obbligo di assenso, rilasciato dall'utente del dispacciamento al BSP, come condizione necessaria per l'abilitazione delle UVAM all'MSD.

La nuova procedura per l'approvvigionamento a termine delle risorse, rispetto alla precedente versione, prevede:

- l'introduzione dei seguenti prodotti, con i relativi fabbisogni assegnati, al fine di valorizzare maggiormente la disponibilità delle risorse nelle ore di maggiore scarsità per il sistema (e quindi di maggiore utilità delle UVAM):
 - tre prodotti annuali, con procedure concorsuali distinte:
 - un prodotto annuale pomeridiano con *strike price* pari a 200 €/MWh;
 - un prodotto annuale serale con *strike price* pari a 400 €/MWh;
 - un prodotto annuale serale con *strike price* pari a 200 €/MWh;
 - eventuali prodotti infrannuali per quantitativi corrispondenti ai fabbisogni dei prodotti richiamati al

CAPITOLO 3

precedente punto non interamente soddisfatti nelle relative aste annuali oppure per eventuali quantitativi ceduti o comunque per quantitativi ulteriori definiti sulla base delle esigenze del sistema;

- eventuali prodotti mensili, con procedure concorsuali distinte, per un quantitativo massimo individuato da Terna, per ciascun mese, a seconda delle esigenze del sistema elettrico:
 - prodotti mensili pomeridiani con *strike price* pari a 200 €/MWh;
 - prodotti mensili serali con *strike price* pari a 400 €/MWh;
 - prodotti mensili serali con *strike price* pari a 200 €/MWh;
- la previsione che i BSP, in relazione ai prodotti pomeridiani, debbano presentare sull'MSD offerte per il bilanciamento a salire per almeno due ore consecutive nella fascia tra le ore 15.00 e le ore 18.00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì, a un prezzo non superiore allo *strike price*. Invece, in relazione ai prodotti serali, i BSP devono presentare sull'MSD offerte per il bilanciamento a salire per almeno due ore consecutive nella fascia tra le ore 18.00 e le ore 22.00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì, a un prezzo non superiore allo *strike price* previsto per i medesimi prodotti. Il corrispettivo fisso giornaliero riconosciuto da Terna per ciascun prodotto (pomeridiano o mensile) è pari al valore risultante dalla procedura concorsuale (asta al ribasso con cap pari a 30.000 €/MW/anno) ripartito su base giornaliera, moltiplicato per il rapporto tra il numero di ore consecutive (comprese tra un minimo di due e un massimo di quattro) cui sono riferite le offerte e un numero di ore pari a quattro;
- l'esplicitazione delle modalità e delle relative tempistiche con le quali Terna effettua le verifiche di fattibilità delle offerte presentate dal BSP nel rispetto dei richiamati obblighi contrattuali;
- la previsione di non corrispondere al BSP, relativamente a un'UVAM, il corrispettivo fisso giornaliero nel caso in cui non sia rispettato l'obbligo di offerta previsto dal prodotto per cui la medesima UVAM sia risultata assegnataria. Inoltre, per ciascun'ora in cui vige l'obbligo di offerta, Terna calcola il rapporto tra il margine di modulazione a salire reso disponibile da un'UVAM e il quantitativo offerto, e:
 - nel caso in cui il richiamato minimo dei rapporti, riscontrato nell'insieme delle ore in cui vige l'obbligo di offerta (variabile tra due e quattro ore consecutive), sia almeno pari al 90%, corrisponde al BSP il prodotto tra il corrispettivo fisso giornaliero e il predetto valore minimo, applicando, a titolo di penale funzionale a promuovere la migliore operatività possibile da parte del medesimo BSP, un corrispettivo pari al 20% della differenza tra il corrispettivo fisso giornaliero e il corrispettivo giornaliero effettivamente erogato, entrambi riferiti al medesimo numero di ore in cui vige l'obbligo di offerta;
 - nel caso in cui il richiamato minimo dei rapporti tra il margine di modulazione a salire reso disponibile da un'UVAM e il quantitativo offerto, riscontrato nell'insieme delle ore in cui vige l'obbligo di offerta (variabile tra due e quattro ore consecutive), sia inferiore al 90%, non corrisponde l'intero corrispettivo fisso giornaliero;
- che, qualora i richiamati obblighi di offerta siano rispettati per meno del 70% dei giorni di un mese, Terna non corrisponda al BSP l'intero corrispettivo fisso mensile per il medesimo mese. Inoltre, Terna risolve il contratto nel caso in cui per un quarto dei mesi del periodo di validità del contratto (anche non consecutivi) si verifichi che il BSP non adempie agli obblighi di offerta per almeno il 70% dei giorni di un mese in cui vige l'obbligo;
- l'introduzione della possibilità, per il BSP, di ridurre il proprio impegno contrattuale, riducendo di conseguenza *pro quota* il corrispettivo, nel corso dell'anno per tenere conto di determinati eventi che possono compromettere la prestazione contrattuale. Tale facoltà è consentita per una volta nell'anno solare e per una quota pari al più al 50% della capacità contrattualizzata.

I progetti pilota di cui alla delibera 300/2017/R/eel possono essere definiti anche per la sperimentazione di nuovi servizi ancillari che potranno rendersi necessari in futuro. A tal fine, con la delibera 3 giugno 2020, 200/2020/R/

REGOLAZIONE NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA • Settoriale

eel, l'Autorità ha approvato il progetto pilota, predisposto da Terna, relativo alla fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza. Tale nuovo servizio, infatti, si renderà necessario, alla luce degli scenari prospettici definiti nel Piano nazionale integrato per l'energia e il Clima (PNIEC), per gestire le conseguenze dell'attesa diminuzione di inerzia, dovuta alla riduzione di impianti di produzione dotati di macchine rotanti (in particolare quelle movimentate da masse di vapore che fuoriescono dalle caldaie) e al contestuale aumento di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili dotati di elementi statici quali gli inverter. Il nuovo servizio, caratterizzato da tempi di risposta estremamente rapidi al fine di contenere l'inasprimento delle variazioni di frequenza, non è in sostituzione alla regolazione primaria, ma è un servizio coordinato con essa per contribuire alla sicurezza del sistema elettrico nel contesto futuro prospettato nel PNIEC.

Più nel dettaglio, il nuovo servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza consiste nel:

- fornire una risposta continua e automatica all'errore di frequenza in rete (in termini di scostamento dal valore nominale di 50 Hz) entro un secondo dall'evento che ha determinato l'attivazione del servizio oppure in risposta a una variazione di *set-point* inviata da Terna e con un tempo di avviamento non superiore a 300 millisecondi;
- mantenere il valore di potenza richiesto per almeno 30 secondi continuativi e successivamente eseguire una de-rampa lineare fino ad annullare in cinque minuti il contributo attivato.

Esso è erogato dalle cosiddette *Fast Reserve Unit*, le quali:

- sono costituite da singoli dispositivi o aggregati di dispositivi, dove per "dispositivo" si intende un'unità di produzione stand alone, o un'unità di produzione che condivide il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo, o un'unità di consumo (a eccezione di quelle che prestano il servizio di interrompibilità), o un sistema di accumulo (equiparato alle unità di produzione ai sensi della delibera 20 novembre 2014, 574/2014/R/eel). Non possono rientrare anche le unità qualificate alle procedure concorsuali del mercato della capacità;
- nel caso siano costituite da aggregati di dispositivi, devono avere un perimetro di aggregazione non più esteso della zona di mercato;
- devono rendere disponibile un valore di potenza (a salire e a scendere), denominata "Potenza qualificata", pari ad almeno 5 MW e non superiore a 25 MW;
- devono disporre di una capacità energetica tale da consentire stabilmente lo scambio con la rete di un valore di potenza almeno pari alla Potenza qualificata, a salire e a scendere, per almeno 15 minuti consecutivi.

Le *Fast Reserve Unit* sono selezionate tramite procedura concorsuale e sono contrattualizzate a termine.

La procedura concorsuale, basata su un meccanismo di asta al ribasso, prevede una remunerazione di tipo *pay as bid*, rispetto a un prezzo di riserva posto pari a 80.000 €/MW/anno da riconoscere per la durata del contratto, pari a cinque anni. Gli assegnatari in esito alla procedura concorsuale si impegnano a rendere disponibile la "Potenza assegnata" (cioè la potenza selezionata in esito alla procedura concorsuale) per 1.000 ore annue identificate da Terna.

Il regolamento del progetto pilota contiene altresì elementi finalizzati a fare in modo che la fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida e l'eventuale ripristino della capacità energetica dei sistemi di accumulo insiti nelle *Fast Reserve Unit* non alterino l'attività dei corrispondenti utenti del dispacciamento.

CAPITOLO 3

Orientamenti relativi alla partecipazione dei veicoli elettrici al Mercato per il servizio di dispacciamento, per il tramite delle infrastrutture di ricarica dotate di tecnologia *vehicle to grid*

Con il documento per la consultazione 3 giugno 2020, 201/2020/R/eel, l'Autorità, alla luce delle disposizioni previste dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 30 gennaio 2020, ha presentato i primi orientamenti, ai fini della revisione della regolazione del dispacciamento elettrico per promuovere la partecipazione dei veicoli elettrici all'MSD per il tramite delle infrastrutture di ricarica dotate di tecnologia *vehicle to grid*.

Più in dettaglio, l'Autorità ha:

- evidenziato che i punti di connessione afferenti alle infrastrutture di ricarica possono già essere inclusi in un'UVAM, purché abbiano i requisiti necessari per l'erogazione dei servizi ancillari. Inoltre, ha proposto che la riduzione della capacità minima modulabile da 1 MW a 0,2 MW, prospettata dal decreto ministeriale 30 gennaio 2020, sia estesa in generale a tutte le UVAM, anziché limitarsi a quelle costituite esclusivamente da infrastrutture di ricarica, al fine di salvaguardare il principio della neutralità tecnologica;
- indicato di aver richiesto al CEI, nell'ambito del protocollo d'intesa siglato con il medesimo, l'elaborazione di una proposta tecnico-economica in ordine all'aggiornamento delle norme CEI impattate (quali, per esempio, la norma CEI 0-16 e la norma CEI 0-21) ai fini dell'individuazione delle specifiche tecniche minime differenziate per le diverse tipologie di infrastrutture di ricarica, distinguendo la configurazione V2G (per la quale l'erogazione dei servizi ancillari comporta anche iniezioni di potenza dalla batteria del veicolo verso la rete) dalla configurazione V1G (per la quale l'erogazione dei servizi ancillari comporta solo prelievi del veicolo dalla rete), nonché il caso delle ricariche domestiche, per le quali potrebbero essere definite specifiche *ad hoc*;
- evidenziato che i costi aggiuntivi connessi all'installazione dei dispositivi e dei sistemi di misura, ai fini della partecipazione delle infrastrutture di ricarica al progetto UVAM (costi per i quali il decreto ministeriale 30 gennaio 2020 ha demandato all'Autorità la copertura al fine di promuovere la partecipazione all'MSD delle infrastrutture di ricarica dotate della tecnologia *vehicle to grid*), potranno essere definiti, previa nuova opportuna consultazione, dopo che il CEI avrà pubblicato per la propria inchiesta pubblica le specifiche tecniche minime sopra richiamate;
- ipotizzato che il contributo che verrà definito a copertura dei richiamati costi aggiuntivi venga riconosciuto una volta per ogni punto di connessione, indipendentemente dai dispositivi che, caso per caso, il gestore dell'infrastruttura di ricarica riterrà opportuno installare. Per quanto riguarda le modalità di erogazione del contributo, l'Autorità ha proposto che esso sia erogato al BSP in più anni consecutivi (ad esempio, 2-3 anni consecutivi in funzione dell'entità complessiva del contributo spettante) e a fronte dell'effettiva disponibilità a fornire servizi ancillari nell'ambito del progetto pilota UVAM.

Inoltre, nel documento per la consultazione sopra citato, l'Autorità ha suggerito che il gestore delle infrastrutture di ricarica che partecipa al progetto UVAM possa acquisire un consenso implicito da parte del detentore del veicolo, per esempio esponendo un cartello informativo circa la partecipazione delle medesime infrastrutture di ricarica al progetto UVAM.

Valorizzazione transitoria degli sbilanciamenti effettivi in presenza dell'emergenza epidemiologica da Covid-19

Con la delibera 7 aprile 2020, 121/2020/R/eel (poi confermata dalla delibera 9 giugno 2020, 207/2020/R/eel), l'Autorità ha modificato, transitoriamente per il periodo dal 10 marzo al 30 giugno 2020, la regolazione degli sbilanciamenti, introducendo elementi che permettessero di limitare la variabilità del prezzo di sbilanciamento, anche rispetto ai prezzi di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul mercato del giorno prima (MGP), applicato a tutte le unità non obbligatoriamente abilitate all'MSD. Tale modifica si è resa necessaria a causa della rilevante riduzione dei consumi di energia elettrica che:

- data l'improvvisa situazione di emergenza epidemiologica da Covid-19, presentava caratteristiche imprevedibili, sia in termini di entità che di profilo, incrementando così la difficoltà di programmazione da parte degli utenti del dispacciamento per i punti di dispacciamento in prelievo (da cui consegue un maggiore onere complessivo di sbilanciamento in capo a essi);
- in un contesto caratterizzato da una non trascurabile produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili, ha comportato maggiori difficoltà nella gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale; in tale situazione, nell'MSD sono state accettate offerte di acquisto o offerte di vendita aventi prezzi significativamente diversi rispetto ai prezzi che si formano nell'MGP nel medesimo periodo temporale e che possono essere associati a movimentazioni diverse da quelle necessarie per compensare gli sbilanciamenti effettivi. I citati prezzi delle offerte accettate nell'MSD contribuiscono alla determinazione dei prezzi di sbilanciamento che trovano applicazione anche nel caso dei punti di dispacciamento relativi a unità non abilitate (sia di consumo sia di produzione) i cui utenti del dispacciamento non partecipano all'MSD.

Più nel dettaglio, la delibera 121/2020/R/eel ha previsto che:

- ai soli fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento da applicare ai punti di dispacciamento relativi a unità non obbligatoriamente abilitate, i prezzi delle offerte di acquisto o di vendita accettate nell'MSD siano modificati in modo che rientrino in un *range* tra un valore minimo e un valore massimo;
- il valore massimo di cui al precedente punto sia pari al massimo tra:
 - il costo variabile di un impianto turbogas a ciclo aperto alimentato da gas naturale, cioè della tecnologia caratterizzata dal costo variabile più elevato del parco di generazione che può essere utilizzata in tempo reale per garantire il bilanciamento, e
 - il prodotto tra 1,5 e il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sull'MGP nel medesimo periodo rilevante e nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento. Tale valore rappresenta, tra l'altro, su base convenzionale, il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sull'MGP che si verificherebbe, a parità di condizioni di mercato, nel caso in cui l'impianto marginale, sull'MGP, fosse un turbogas a ciclo aperto alimentato da gas naturale. Infatti, il termine numerico, posto convenzionalmente pari a 1,5, è rappresentativo dell'ordine di grandezza del rapporto tra il rendimento medio del parco impianti a ciclo combinato (cioè la tecnologia marginale nella maggioranza delle ore annue) e il rendimento medio del parco impianti turbogas a ciclo aperto;
- il valore minimo, su base convenzionale e in modo speculare rispetto al punto precedente, sia pari al 50% del prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sull'MGP nel medesimo periodo rilevante e nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

CAPITOLO 3

Aggiornamento, per il triennio 2021-2023, della disciplina delle procedure per l'approvvigionamento a termine delle risorse elettriche interrompibili

Con la delibera 16 dicembre 2020, 558/2020/R/eel, l'Autorità ha aggiornato la delibera 20 giugno 2014, 301/2014/R/eel (recante la disciplina dei servizi di interrompibilità), senza modificarne l'impostazione, al fine di implementare gli indirizzi formulati dal Ministro dello sviluppo economico e le migliorie proposte da Terna. L'Autorità ha anche approvato il nuovo regolamento delle procedure e il nuovo contratto standard per l'erogazione dei servizi di interrompibilità.

I principali elementi innovativi rispetto alle modalità vigenti per l'approvvigionamento di risorse interrompibili riguardano:

- la definizione di procedure per l'approvvigionamento di prodotti di durata trimestrale, con validità per l'intero periodo compreso tra l'inizio del primo mese successivo a quello di svolgimento delle procedure concorsuali e i due mesi successivi (prodotti trimestrali), in aggiunta ai già esistenti prodotti triennali, annuali e mensili, al fine di tenere meglio conto dell'articolazione temporale del fabbisogno e consentire agli operatori una maggiore flessibilità nella messa a disposizione della capacità. I prodotti trimestrali potranno essere approvvigionati da Terna secondo le esigenze del sistema elettrico e nella misura necessaria a garantire la gestione in sicurezza del sistema elettrico stesso;
- la definizione di un fabbisogno distinto non solo per i prodotti triennali e annuali, ma anche per i nuovi prodotti trimestrali, confermando la definizione di un fabbisogno separato per Area continentale, Sicilia e Sardegna. Non sono più previste le aste infra-annuali, precedentemente utilizzate per l'allocazione della capacità residua, nonché oggetto di riacquisti definitivi;
- l'introduzione, in caso di riacquisto della capacità allocata (sia esso temporaneo o definitivo), dell'obbligo di riacquisto prioritario della potenza interrompibile contrattualizzata a prezzo più alto;
- la modifica delle modalità di calcolo del corrispettivo che l'assegnatario è tenuto a corrispondere a Terna nel caso di esercizio della facoltà di riacquisto (sia esso temporaneo o definitivo). Più nel dettaglio, il maggiore onere sostenuto da Terna per la riallocazione della potenza oggetto di riacquisto verrebbe attribuito secondo un criterio *pro quota* tra tutti gli assegnatari che hanno contribuito a generarlo, al fine di garantire che il richiamato maggiore onere sia sostenuto da tutti gli assegnatari che lo hanno determinato;
- l'eliminazione del servizio di interrompibilità di emergenza (oggetto di ultima assegnazione nel 2013).

Scambio di dati tra *Transmission System Operator*, *Distribution System Operator* e *Significant Grid User*

Con la delibera 5 dicembre 2018, 628/2018/R/eel, l'Autorità aveva avviato un procedimento finalizzato all'implementazione della regolazione dello scambio di dati tra Terna (*Transmission System Operator* – TSO), le imprese di distribuzione di energia elettrica (*Distribution System Operator* – DSO) e i *Significant Grid User* (SGU, cioè gli utenti considerati significativi ai fini della sicurezza del sistema elettrico) ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale, in ottemperanza a quanto previsto in materia dal regolamento (UE) 2017/1485, che stabilisce orientamenti sulla gestione del sistema di trasmissione (regolamento SO GL – *System Operation Guidelines*), e tenendo conto dell'esperienza maturata nell'ambito della sperimentazione avviata con la delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel.