

DELIBERAZIONE 30 LUGLIO 2026

279/2026/S/EEL

**IRROGAZIONE DI UNA SANZIONE AMMINISTRATIVA PECUNIARIA PER VIOLAZIONE IN
MATERIA DI INTEGRITÀ E TRASPARENZA DEL MERCATO ALL'INGROSSO DELL'ENERGIA
ELETTRICA**

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE**

Nella 1397^a riunione del 30 luglio 2026

VISTI:

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE;
- il regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica;
- il regolamento (UE) 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (di seguito: anche REMIT);
- la legge 24 novembre 1981, n. 689;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e s.m.i. (di seguito: legge 481/95);
- l'articolo 11 *bis*, del decreto-legge 14 marzo 2005, n. 35 e s.m.i., introdotto dalla legge di conversione 14 maggio 2005, n. 80;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 e s.m.i.;
- l'articolo 22 della legge 30 ottobre 2014, n. 161 (di seguito: legge 161/14);
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- le Linee Guida dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia sull'applicazione del REMIT - edizione 6.1a del 18 dicembre 2024 (di seguito: linee guida ACER);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità o ARERA) 19 dicembre 2023, 598/2023/E/com recante "Modifiche al regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni" (di seguito: Regolamento Sanzioni);
- la determinazione del Direttore della Direzione Sanzioni e Impegni 25 luglio 2025, DSAI/14/2025/eel.

FATTO :

1. Analizzando la condotta di offerta di A2A S.p.A. (di seguito anche A2A o società o esercente) nel mercato del giorno prima (di seguito anche MGP), con particolare riferimento al mese di [omissis] 2022, gli Uffici di ARERA hanno riscontrato elementi indicativi di possibili condotte di trattenimento economico di capacità da parte della società con le proprie unità produttive turbogas a ciclo combinato (di seguito anche UP CCGT).
2. Con il supporto del Gestore dei Mercati Energetici (di seguito GME) è stata svolta una prima analisi controfattuale (di seguito analisi di *what-if*), simulando la strategia di offerta di un operatore termoelettrico *price-taker* ovvero sostituendo il prezzo offerto dalle UP CCGT della società, ubicate nella zona [omissis], con la stima del costo variabile standard (di seguito CVS) delle medesime, qualora inferiore al prezzo realmente offerto (richiesta al GME prot. Autorità 67907 del 31 ottobre 2023 e risposta del medesimo prot. Autorità 73704 del 21 novembre 2023). La predetta simulazione ha permesso di confermare, sotto le ipotesi adottate, l'attuazione da parte della società di una condotta di trattenimento economico di capacità e il relativo impatto, rispettivamente, sul PUN (Prezzo Unico Nazionale) e sul prezzo della zona di offerta [omissis].
3. Al fine di affinare l'analisi di *what-if* nonché di verificare l'esistenza di motivazioni legittime a giustificazione della predetta condotta di A2A – su cui ricade l'onere della prova, come esplicitato nell'articolo 2, numero 2, lettera a), punto ii), del regolamento (UE) n. 1227/2011 del 25 ottobre 2011 (concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso, di seguito: REMIT) – la società è stata innanzitutto sentita in audizione, in data 13 febbraio 2024, in merito alla strategia di offerta adottata con riferimento alle sue UP CCGT ubicate nella zona [omissis].
4. Nel corso dell'audizione A2A ha spiegato di avere adottato una strategia di offerta delle UP CCGT finalizzata all'operatività delle UP di taglia maggiore ([omissis] MW), almeno nei giorni feriali, e al “mantenimento” come “riserva per il sistema” delle sue UP CCGT di taglia minore ([omissis] MW); questo spiegherebbe, per queste ultime, la presentazione sistematica di offerte a prezzi prossimi al prezzo di esercizio del contratto *standard* di approvvigionamento di capacità, ovvero ad un prezzo coerente con il costo marginale di una UP turbogas a ciclo aperto, [omissis].
5. Successivamente, sono state inviate ad A2A quattro richieste di ulteriori informazioni e chiarimenti rispetto ai parametri tecnico-economici delle sue UP (rispettivamente con prot. Autorità 15818 del 29 febbraio 2024, 26193 del 10 aprile 2024, 39440 del 31 maggio 2024 e 74615 del 23 ottobre 2024), tutte riscontrate dalla società (prot. Autorità 21681 del 25 marzo 2024, 31667 del 3 maggio 2024, 42919 del 18 giugno 2024 e 76423 del 31 ottobre 2024).
6. A2A ha motivato la strategia di offerta sopra descritta con il perseguimento dei seguenti principali obiettivi:
 - a. ottimizzare la programmazione del proprio parco elettrico al fine di recuperare i costi fissi (sia i costi operativi di esercizio e manutenzione degli impianti sia i costi di investimento) su un orizzonte annuale o pluriennale;

- b. coprire i costi per la prenotazione della capacità di trasporto del gas naturale, non inclusi, a detta della società, nel premio massimo per gli “impianti esistenti” come definito in esito alle aste del mercato della capacità per l’anno 2022;
 - c. recuperare i costi di manutenzione degli impianti, allocati in funzione delle ore di produzione dei medesimi e del numero di accensioni negli intervalli temporali definiti nei contratti di manutenzione;
 - d. evitare di ottenere programmi tecnicamente infattibili a causa della pressione competitiva in un mercato (MGP) che non tiene conto delle caratteristiche tecniche e dei vincoli intertemporali delle singole unità produttive.
7. Per completare il *set* di informazioni necessarie a valutare la condotta della società sono state altresì richieste ulteriori analisi di *what-if* al GME (prot. Autorità 65295 del 16 settembre 2024 e 2554 del 16 gennaio 2025), che ha fornito i riscontri domandati (rispettivamente con prot. Autorità 70000 del 4 ottobre 2024 e 5015 del 27 gennaio 2025). In particolare, nello svolgimento dell’ultima analisi di *what-if*, oltre ad affinare il calcolo del CVS, specificando un rendimento puntuale per singola UP CCGT e ipotizzando, per tutte le UP CCGT, l’acquisto di capacità di trasporto del gas naturale *ex post* su base giornaliera con il pagamento della penale (ovvero utilizzando il costo massimo previsto per questo servizio), sono stati anche esclusi a priori dalla simulazione i cicli di accensione-spegnimento delle UP CCGT che avrebbero violato i vincoli intertemporali (tempo di avviamento, tempo di rampa, tempo di permanenza in servizio e tempo di permanenza fuori servizio) come indicati dalla società e/o che avrebbero determinato un primo margine operativo negativo.
8. Il rispetto dei tempi di permanenza in servizio e fuori servizio delle UP CCGT, così come dichiarati dalla società sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), rappresenta una scelta particolarmente prudentiale in quanto la società non ha sufficientemente motivato *[omissis]*.
9. Anche adottando dette ipotesi molto più favorevoli per la società, l’analisi di *what-if* ha dimostrato che la strategia di offerta di A2A attraverso le sue UP CCGT (*[omissis]*) si è comunque tradotta in un impatto sul prezzo di mercato quantificabile in circa *[omissis]* €/MWh, mediamente nel mese di *[omissis]* 2022, rispettivamente sul PUN e sul prezzo della zona di offerta *[omissis]*. La società, quindi, non solo deteneva ma ha anche esercitato con successo la sua capacità di influenzare il prezzo, portando i suddetti prezzi a un livello superiore al costo marginale di breve periodo (di seguito, anche SRMC, *short-run marginal cost*) delle sue UP CCGT ma inferiore al prezzo di esercizio del contratto *standard* di approvvigionamento di capacità.
10. Sulla base di quanto acquisito e delle motivazioni fornite dalla società, con determinazione DSAI/14/2025/eel è stato avviato un procedimento sanzionatorio potendo la strategia di offerta adottata da A2A nel mese di *[omissis]* 2022 con le UP CCGT precedentemente citate integrare la fattispecie manipolativa del mercato di cui all’articolo 2, numero 2), lettera a), punto ii), del REMIT, consistente nella fissazione del prezzo di mercato ad un livello artificioso, cioè

ad un prezzo diverso da quello che sarebbe emerso da “*un’interazione equa e concorrenziale tra domanda e offerta*”, rispecchiando i fondamentali di mercato, in violazione dell’articolo 5 del REMIT.

11. Con istanza del 31 luglio u.s. (acquisita con prot. Autorità 54604), la società ha chiesto l’accesso ai documenti e, ad esito della comunicazione inviata – ai sensi dell’articolo 3 del d.P.R. 184/2006 e dell’articolo 17 dell’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 412/2021/A – al GME (prot. Autorità 54956 del 1° agosto 2025) e della risposta ricevuta (acquisita con prot. Autorità 55392 del 5 agosto 2025), l’istanza è stata accolta (prot. Autorità 56362 dell’8 agosto 2025).
12. Con successiva nota del 4 settembre 2025 (acquisita con prot. Autorità 61604) la società ha presentato una richiesta di integrazione della documentazione ostesa in risposta alla prima istanza di accesso, cui il Responsabile del procedimento ha risposto con nota del 19 settembre 2025 (prot. Autorità 64878).
13. Con istanza del 16 settembre 2025 (acquisita con prot. Autorità 63958) la società ha chiesto la proroga del termine per la presentazione di memorie scritte fino al 23 ottobre 2025, assentita con nota del 19 settembre 2025 (prot. Autorità 64893).
14. Con PEC del 23 ottobre 2025 (acquisita con prot. Autorità 73495), A2A ha trasmesso una memoria difensiva e una relazione redatta da alcuni consulenti (di seguito, “relazione economica di fase istruttoria”).
15. In pari data la società ha presentato ricorso giurisdizionale avverso la determinazione di avvio del presente procedimento chiedendone l’annullamento al giudice amministrativo.
16. Con nota del 12 marzo 2026 (prot. Autorità 19477) il Responsabile del procedimento ha comunicato le risultanze istruttorie alla società (di seguito anche CRI).
17. Con istanza del 16 marzo 2026 (acquisita con prot. Autorità 20205), A2A ha richiesto la convocazione di un’audizione finale dinnanzi al Collegio ai sensi dell’articolo 26, comma 1, del Regolamento Sanzioni.
18. Con nota del 24 aprile 2026 (acquisita con prot. Autorità 30552), la società ha inviato la memoria di replica alla comunicazione delle risultanze istruttorie, ai sensi dell’art. 25 Regolamento Sanzioni, con allegata una relazione economica (di seguito, “relazione economica post CRI”);
19. Con nota del 22 maggio 2026 (prot. Autorità 38062) l’Autorità, su mandato del Collegio conferito nel corso della 1387^a riunione d’Autorità, ai sensi dell’articolo 27, commi 1 e 2, dell’Allegato A del Regolamento Sanzioni, ha trasmesso alla società una richiesta di informazioni nell’ambito del procedimento sanzionatorio avviato con determinazione DSAI/14/2025/eel.
20. Con nota del 29 maggio 2026 (acquisita con prot. Autorità 39509), la società ha trasmesso la risposta alla richiesta di informazioni.
21. In data 24 giugno 2026 si è svolta l’audizione finale di A2A S.p.A. innanzi al Collegio.

VALUTAZIONE GIURIDICA:

Contesto normativo

22. Al fine di assicurare che i consumatori e gli altri soggetti del mercato possano nutrire fiducia nell'integrità dei mercati dell'elettricità e del gas, che i prezzi fissati sui mercati dell'energia all'ingrosso riflettano un'interazione equa e concorrenziale tra domanda ed offerta e che non sia possibile trarre profitto dagli abusi di mercato, il Parlamento europeo e il Consiglio dell'Unione europea hanno adottato il REMIT, che vieta le pratiche abusive capaci di influenzare tali mercati. Tra queste rientrano le *“manipolazioni del mercato”* con cui, ai sensi dell'articolo 2, numero 2), lettera a), punto ii), del REMIT – nella formulazione vigente *ratione temporis* prima delle modifiche introdotte dal Regolamento (UE) 2024/1106 – s'intendono, tra l'altro, *“la conclusione di qualsiasi transazione oppure la trasmissione di qualsiasi ordine di compravendita in prodotti energetici all'ingrosso: (...) ii) che consenta, o sia intesa a consentire, tramite l'azione di una o più persone che agiscono in collaborazione, di fissare il prezzo di mercato di uno o più prodotti energetici all'ingrosso a un livello artificioso, a meno che la persona che ha compiuto l'operazione o che ha impartito l'ordine di compravendita dimostri che le sue motivazioni per compiere tale operazione o ordine sono legittime e che detta operazione o ordine è conforme alle prassi di mercato ammesse sul mercato all'ingrosso in questione”*. Il REMIT sancisce espressamente, all'articolo 5, il divieto di effettuare, o tentare di effettuare, manipolazioni di mercato nei mercati dell'energia all'ingrosso e attribuisce il compito di garantire l'attuazione dei divieti di abusi di mercato alle autorità nazionali di regolamentazione (articolo 13).
23. Inoltre, al fine di assicurare un'attuazione coordinata e coerente, l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito ACER) pubblica indicazioni non vincolanti in merito all'applicazione delle definizioni di cui al citato articolo 2 (articolo 16, comma 1, del REMIT).
24. Segnatamente, con riguardo alla predetta fattispecie manipolativa (articolo 2, numero 2), lettera a), punto ii), del REMIT), le linee guida ACER (paragrafi 6.2.2. e 6.3.2):
- ricomprendono le condotte di trattenimento di capacità tra le fattispecie potenzialmente manipolative ai sensi del combinato disposto dell'articolo 5 e dell'articolo 2, numero 2), lettera a), punto ii), del REMIT, che delinea le condotte manipolative che comportano la fissazione del prezzo di mercato ad un *“livello artificioso”* (par. 315, lett. t);
 - spiegano come il concetto di *“livello artificioso”* implichi un prezzo di mercato diverso da quello che sarebbe emerso da *“un'interazione equa e concorrenziale tra domanda e offerta”*, rispecchiando i fondamentali di mercato (par. 276), ciò in linea con il considerato n. 1 del REMIT;
 - definiscono la condotta di trattenimento di capacità di generazione di energia elettrica come la pratica di impedire che la capacità di generazione disponibile

- venga offerta *in modo competitivo* sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, anche se tale offerta comporterebbe transazioni profittevoli ai prezzi di mercato prevalenti (par. 315, lett. t), primo periodo di pag. 96) e, in particolare, il “trattenimento economico di capacità” come le azioni consistenti nell'offrire la capacità di generazione disponibile ad un livello di prezzo superiore o uguale al prezzo di mercato, *tale da non riflettere il costo marginale (inclusi eventuali costi opportunità) dell'asset del partecipante al mercato* (ossia, dell'unità di produzione, UP), con il risultato che il prodotto energetico all'ingrosso interessato (ossia l'energia elettrica nel caso di specie) non viene scambiato o l'UP non viene dispacciata (nota a piè di pagina 139);
- iv. indicano, in coerenza con quanto previsto al citato articolo 2, numero 2, lettera a), punto ii), del REMIT, le due verifiche che devono essere soddisfatte per poter qualificare una condotta di trattenimento di capacità come manipolativa ai sensi del REMIT: a) la capacità del soggetto che trattiene capacità di generazione di influenzare il prezzo di mercato e b) l'assenza di legittime giustificazioni tecniche, regolatorie e/o economiche per tale condotta (par. 315, penultimo capoverso);
- v. precisano che le legittime giustificazioni economiche sono i costi opportunità (nota a piè di pagina 147, “*i.e. opportunity costs*”), di cui si dirà ampiamente oltre.
25. Agli Stati membri è attribuito il compito di definire la disciplina sanzionatoria da applicare in caso di violazioni del medesimo regolamento e di adottare tutti i provvedimenti necessari a garantirne l'applicazione, tenendo conto che le sanzioni devono essere effettive, dissuasive e proporzionate, nonché riflettere la natura, la durata e la gravità delle infrazioni commesse, i danni provocati ai consumatori e i potenziali vantaggi ottenuti dall'attività di negoziazione svolta sulla base delle informazioni privilegiate e della manipolazione del mercato (articolo 18 del REMIT).
26. Il legislatore italiano ha implementato la normativa REMIT con la legge 161/14 e, segnatamente, con l'articolo 22 che ha attribuito all'Autorità, oltre a poteri di indagine ed esecuzione (comma 1), anche la possibilità di avvalersi – nei casi, tra l'altro, di sospetta violazione del divieto di manipolazione del mercato di cui all'articolo 5 del REMIT – della collaborazione di diversi soggetti, tra cui il GME (comma 3) ed il potere di irrogare sanzioni amministrative pecuniarie (comma 5).

Contestazioni

27. Con determinazione DSAI/14/2025/EEL è stata contestata ad A2A la violazione dell'articolo 5 del REMIT per avere posto in essere la condotta manipolativa del mercato di cui all'articolo 2, numero 2), lettera a), punto ii), del REMIT, consistente nell'adozione di una strategia di offerta delle sue UP CCGT della zona [omissis] sul mercato del giorno prima (MGP) caratterizzata dalla fissazione

- di un prezzo diverso da quello che sarebbe emerso da “un’interazione equa e concorrenziale tra domanda e offerta”.
28. Come esposto in fatto, nel corso dell’istruttoria la società ha presentato una memoria difensiva corredata da una relazione, esponendo argomentazioni volte a sostenere la legittimità della condotta tenuta in considerazione, innanzitutto, della erronea interpretazione del REMIT da parte di ARERA (I) e, in via logicamente subordinata, delle asserite carenze nella metodologia adottata e criticità dell’applicazione dell’analisi *what-if* (II), oltre che per la dedotta presenza di giustificazioni economiche della condotta oggetto di contestazione (III).
29. Nel corso della fase decisoria, A2A ha presentato una memoria corredata da una relazione economica che, in replica alla CRI, contesta l’interpretazione del REMIT posta a fondamento del procedimento, nonché la metodologia adottata ai fini dell’accertamento della violazione, evidenziando altresì alcuni aspetti critici già prospettati nel corso della fase istruttoria sui quali il Responsabile del procedimento non avrebbe preso posizione (la relazione economica post CRI è corredata da due Appendici di cui si dirà oltre).
30. Infine, la società ha avuto modo di svolgere le proprie difese in forma orale innanzi al Collegio nel corso dell’audizione finale, ove – oltre a richiamare argomenti già svolti nelle proprie difese scritte – si è soffermata su alcuni profili di carattere generale. In particolare: a) da un lato, ha espresso le proprie preoccupazioni in ordine all’interpretazione del REMIT sottesa al presente procedimento, che non consentirebbe agli operatori un’adeguata remunerazione del capitale investito negli impianti termoelettrici e quindi, al sistema, un mix energetico sicuro; b) dall’altro, ha sottolineato le peculiarità del contesto nel quale la società ha svolto la propria attività nel 2022, caratterizzato, oltre che dall’incremento dei prezzi collegato alla crisi ucraina e da una imprevista riduzione della produzione idroelettrica connessa alla siccità ([*omissis*]), anche dal vincolo legislativo posto alle imprese di vendita al dettaglio dall’art. 3 del d.l. 9 agosto 2022, n. 115, convertito in legge del 21 settembre 2022, n. 142, relativo alla sospensione delle modifiche unilaterali dei contratti di fornitura di energia elettrica e gas.

Argomentazioni difensive della società

[Per semplicità si segue lo svolgimento delle argomentazioni difensive come prospettate nella fase decisoria del procedimento le quali per lo più assorbono, sviluppandole alla luce della comunicazione delle risultanze istruttorie, le difese già svolte dalla società nella fase istruttoria; solo laddove necessario si farà riferimento alle difese svolte in fase istruttoria o preistruttoria e altresì alle censure sviluppate nel ricorso giurisdizionale avverso la determinazione DSAI/14/2025/eel e nel ricorso per motivi aggiunti avverso la CRI; l’indicazione del numero di pagina senza alcun ulteriore riferimento rimanda alla relazione economica post CRI]

I. Sull'asserita errata interpretazione del REMIT da parte di ARERA

31. Ad avviso della società la contestazione della condotta muoverebbe da un'interpretazione errata dell'articolo 5 del REMIT, secondo la quale sussisterebbe un divieto per i produttori di offrire ad un prezzo superiore al costo marginale di breve periodo comprensivo del c.d. costo opportunità e, dunque, esisterebbe un unico livello di prezzo che l'operatore potrebbe legittimamente offrire nel mercato, pari appunto a detto costo (la tesi secondo la quale l'interpretazione del REMIT adottata nel procedimento limita, ad uno solo, il prezzo che è possibile offrire legittimamente nel mercato è argomentata alle pagg. 3, 11-12 della relazione economica post CRI; l'argomento difensivo è poi ulteriormente sviluppato alle pagg. 4, 14-16 della medesima relazione e infine richiamato nel corso dell'audizione finale innanzi al Collegio).
32. A parere di A2A, sebbene il Responsabile del procedimento nella CRI abbia affermato che il REMIT non pone divieti assoluti alla misura dei prezzi (esistendo condotte di trattenimento economico che non si configurano come manipolazioni del mercato ai sensi del REMIT), *“nella pratica il procedimento si limita ad identificare fattispecie di trattenimento economico di capacità (...) e le categorizza automaticamente come manipolazioni del mercato. La condizione ulteriore che la CRI prospetta per qualificare le offerte come manipolative – cioè che esse non riflettano una equa e concorrenziale dinamica tra domanda e offerta – non viene né caratterizzata né verificata in alcuna parte del Procedimento”* (pag. 12).
33. A parere di A2A, l'interpretazione del REMIT adottata dall'Autorità sarebbe incompatibile con una lettura sistematica del quadro regolatorio del settore elettrico. In particolare, i) dal punto di vista economico, un assetto istituzionale in cui ciascun venditore fosse obbligato ad offrire ad un unico prezzo non potrebbe ricondursi alla nozione di mercato e sarebbe, invece, riconducibile alla *“nozione standard di regolamentazione del prezzo che come è noto costituisce una alternativa al mercato e non una sua variante”* (pag. 14); ii) dal punto di vista normativo, questo assetto sarebbe in contrasto con i principi generali dell'ordinamento eurounitario del settore elettrico; sotto tale profilo, la società richiama (pag. 15):
- i principi enucleati all'articolo 3 del Regolamento 2019/943 (secondo i quali *“a) i prezzi si formano in base alla domanda e all'offerta; b) le regole sul mercato incoraggiano la libera formazione dei prezzi ed evitano le azioni intese ad impedire la formazione dei prezzi in base alla domanda e all'offerta”*),
 - l'articolo 10, par. 1, dello stesso Regolamento ai sensi del quale *“il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica non ha un limite massimo né un limite minimo. La presente disposizione si applica, tra l'altro, alle offerte e compensazioni in tutti gli orizzonti temporali”*,
 - l'articolo 10, par. 5, contenente l'indicazione, per le autorità di regolazione, di eliminare o attenuare l'impatto delle politiche distorsive dei prezzi sui

comportamenti di offerta liberamente determinati dai partecipanti al mercato.

34. D'altra parte, sostiene A2A, il rigetto dell'interpretazione di REMIT posta a fondamento del presente procedimento non inciderebbe negativamente sulle prerogative dell'Autorità in materia di controllo del potere di mercato, in quanto *“In Italia, ad esempio, le prerogative di mitigazione dell'esercizio del potere di mercato sono applicate nel regime cosiddetto di essenzialità, disciplinato tramite la deliberazione ARG/elt 111/06”* (pag. 16).
35. Lo stesso argomento è stato ampiamente svolto dalla società anche nel ricorso giurisdizionale avverso la determinazione DSAI/14/2025/eel, ove si è affermato che l'Autorità – ritenendo potenzialmente manipolativa la strategia di offerta di A2A su MGP nel mese di [omissis] 2022 per avere la società offerto prezzi *“a un livello superiore al CVS delle sue UP CCGT”* – avrebbe introdotto una presunzione di illegittimità non prevista dal REMIT, scaricando sulla società l'onere di dimostrare di avere legittime giustificazioni per le condotte di trattenimento economico di capacità contestate dall'Autorità. A sostegno della propria tesi, A2A nel ricorso avverso l'avvio del procedimento ha richiamato le **linee guida tedesche** del 27 ottobre 2019 (per esteso *“Linee guida per il controllo degli abusi in materia di diritto antitrust e di diritto del commercio all'ingrosso di energia nel settore della produzione e commercializzazione all'ingrosso di energia elettrica – Picchi di prezzo e la loro ammissibilità”*) che fornirebbero un'interpretazione dell'articolo 5 del REMIT in linea con le affermazioni della società, laddove affermano che *“Ad esempio, offerte in vendita presentate ad un prezzo superiore al costo incrementale di generazione possono rappresentare un comportamento pienamente legittimo in un mercato energy-only, al fine di permettere una redditività adeguata. Tale comportamento di offerta non è in generale da intendersi contrario al REMIT”* (par. 83 delle linee guida tedesche). L'interpretazione tedesca sarebbe la prova che il REMIT, come d'altronde anche il Regolamento (UE) 2019/943, non conterrebbe le presunzioni enunciate da ARERA. A tanto si aggiunge, ad avviso della società, che l'articolo 2 del REMIT, collocandosi nel solco della disciplina finalizzata alla protezione dell'integrità dei mercati finanziari da cui essa deriva direttamente (MiFID e MiFIR), enuncerebbe tre fattispecie ascrivibili alla definizione di manipolazione di mercato tra loro accomunate dall'attitudine a distorcere la percezione che gli altri operatori hanno del mercato, attraverso una rappresentazione falsa o fuorviante di dati e informazioni o la fissazione di prezzi a un livello artificioso. A parere della società la finalità di fornire una falsa rappresentazione delle reali condizioni del mercato sarebbe un elemento cruciale di ogni fattispecie manipolativa e ciò che farebbe da discriminare tra una condotta *“genuinamente manipolativa”* e il trattenimento di capacità sarebbero la capacità o il fine di distorcere la percezione dell'effettivo valore di un bene sul mercato, unitamente al vantaggio che il manipolatore ne trae.

36. Di contro, la società ritiene che l'Autorità abbia mal interpretato **le linee guida ACER** le quali non hanno natura giuridicamente vincolante, essendo finalizzate ad uniformare comportamenti dei soggetti destinatari.
37. A sostegno della propria tesi secondo la quale il costo marginale di breve periodo, incluso il costo opportunità, non può avere rilevanza come benchmark non manipolativo, la società richiama, infatti, la nota a piè di pagina n. 143 delle linee guida ACER: *“Assuming a fair and competitive interplay between supply and demand, and absent of market failures [NdR: sottolineatura aggiunta], the market clearing price will depend on the adequacy/inadequacy of the available generation capacity. In case of adequacy, the market clearing price will be set by the marginal generating technology dispatched and/or by the marginal elastic load dispatched. In these hours, infra-marginal technologies will obtain legitimate rents, which can be used towards covering fixed costs. In case of inadequacy, the market clearing price will be set by the estimated value of lost load of the inelastic loads. In these hours, all generating technologies will obtain a legitimate rent, which can be used towards covering fixed costs”*. In particolare, a parere della società: (i) dalle linee guida ACER risulterebbe chiaro che l'offerta a costi marginali è un valido riferimento per individuare manipolazioni solo in assenza di fallimenti del mercato; (ii) il mercato italiano dell'energia è caratterizzato da fallimenti di mercato che determinano l'impossibilità per i generatori di coprire i propri costi adottando la strategia di offerta assunta come non manipolativa; (iii) dunque, la scelta del riferimento non manipolativo compiuta nel procedimento non sarebbe corretta (la tesi difensiva che muove dal richiamo della nota 143 ai “fallimenti di mercato” è argomentata alle pagg. 4, 13-24 ed è ulteriormente sviluppata alle pagg. 5, 17-20 ove si afferma che l'interpretazione REMIT adottata nel procedimento prescinderebbe dalle specifiche condizioni del mercato).
38. A tal riguardo, in replica alla CRI – che a parere dell'esercente avrebbe rigettato l'argomento difensivo nell'assunto che detti fallimenti sono stati corretti da appositi e specifici meccanismi regolatori e che dunque il mercato all'ingrosso di energia elettrica deve assumersi come concorrenziale – la società afferma quanto segue: a) il primo meccanismo correttivo richiamato dalla CRI (consistente nella determinazione per via amministrativa del prezzo applicabile agli scambi che avvengono in condizioni di scarsità, quando si attiva il piano di difesa del sistema) si applica solo in situazioni di emergenza e non avrebbe sinora contribuito alla copertura dei costi dei generatori perché il livello di capacità di generazione installato è stato sufficiente a soddisfare la domanda senza interruzioni; b) il secondo correttivo (consistente nel meccanismo del c.d. *capacity market* istituito dalla deliberazione 370/2021/R/eel) consentirebbe, con il suo premio fisso (proporzionale alla capacità installata disponibile), la copertura dei soli costi fissi operativi (come risulterebbe dal DCO 592/2017/R/eel); per tale ragione, a parere di A2A *“il recupero e la remunerazione del capitale investito devono avvenire attraverso i margini tra i prezzi a cui gli impianti vendono elettricità e servizi per il dispacciamento ed i*

corrispondenti costi variabili”, nei limiti del c.d. *strike-price* fissato dall’Autorità (pagg. 19-20). Come ribadito dalla società nel corso dell’audizione finale, l’interpretazione del REMIT prospettata dall’Autorità desterebbe preoccupazione per l’intero comparto termoelettrico, poiché il limitato livello di remunerazione garantito dal *capacity market* sarebbe insufficiente a consentire il recupero dei significativi investimenti effettuati. A sostegno di tale assunto, A2A ha riferito di aver calcolato che, nel periodo compreso tra il 2015 e il 2024, la remunerazione media annua del proprio portafoglio di impianti si sarebbe attestata intorno al [omissis]. A supporto dell’argomento dell’insufficienza del meccanismo del *capacity market* – che “*combinat[o] all’unica strategia di offerta*” a suo dire “*considerata [dall’Autorità] compatibile con Remit, può non consentire il recupero e la remunerazione del capitale investito nelle unità di produzione elettrica*” (pag. 20 della relazione economica post CRI) – la società produce un’analisi condotta su [omissis] impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale (Appendice B). Da detta analisi risulterebbe che, con una strategia di offerta al costo marginale, il recupero dei costi totali sarebbe strutturalmente impossibile per gli impianti termoelettrici [omissis], in quanto detti impianti non realizzano mai rendite inframarginali, mentre gli impianti termoelettrici [omissis] realizzerebbero rendite inframarginali pari a [omissis] euro/MWh (mediamente sull’intero anno), insufficienti a coprire i costi totali di generazione di detti impianti.

39. Infine, nell’ambito del giudizio promosso avverso la determinazione DSAI/14/2025/eel la società ricorrente ha svolto nuovi motivi aggiunti nei confronti della medesima determinazione e della comunicazione delle risultanze istruttorie in relazione alla “legificazione”, ad opera dell’articolo 6 del d.l. n. 21/2026, dell’interpretazione del REMIT e delle Linee guida ACER fatta propria da ARERA (l’argomento è stato ripreso anche nella memoria di replica alle risultanze istruttorie e nel corso dell’audizione finale innanzi al Collegio). L’articolo 6, comma 1, del d.l. n. 21/2026 prevede che “*Allo scopo di rafforzare la concorrenza nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e di favorire il trasferimento nei prezzi di offerta della valorizzazione dei costi variabili delle fonti rinnovabili non programmabili, l’Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, entro tre mesi dall’entrata in vigore del presente decreto, in attuazione del Regolamento UE n. 1227/2011 (...) adotta uno o più provvedimenti per la valutazione delle condotte di trattenimento economico di capacità degli operatori di mercato all’ingrosso, prevedendo che, con riferimento alle offerte di vendita presentate nel mercato del giorno prima, i costi opportunità stimabili al momento della negoziazione sono gli unici legittimi motivi economici per offrire ad un prezzo superiore al costo marginale della capacità di generazione, in linea con quanto stabilito dalle linee guida dell’Agenzia dell’Unione europea per la cooperazione dei regolatori dell’energia del 18 dicembre 2024*”. In breve, a parere dell’esercente, detta disposizione sarebbe in contrasto con: a) i principi sanciti dai considerando n. 22 e 24, dagli articoli 3, lett. a), e 10 del Regolamento (UE) n. 2019/943, nonché dagli articoli 3 e 5 della Direttiva (UE) n. 2019/944,

poiché in sostanza “trasforma l’MGP in un mercato regolato, in stridente contrasto con i principi fondamentali stabiliti per il mercato interno dell’energia elettrica dal Regolamento europeo n. 2019/943”; b) l’articolo 5 e l’articolo 2(2)(a)(ii) del Remit, attraverso l’attribuzione alle linee guida ACER di un’interpretazione erronea di tali disposizioni; c) l’articolo 57 della Direttiva (UE) n. 2019/944, nonché con gli articoli 13 e 16 del REMIT, in ragione della violazione dello statuto d’indipendenza dell’ARERA; d) l’articolo 16 del REMIT, in ragione dell’interferenza del legislatore nazionale sul valore giuridico da riconoscere a un atto dell’Unione europea.

II. Sulle asserite criticità della metodologia adottata da Arera e dell’applicazione dell’analisi what-if

40. La società ritiene che la metodologia impiegata da ARERA per accertare la sussistenza e l’esercizio della capacità di influenzare il prezzo di mercato non sarebbe attendibile per diverse ragioni.
41. Anzitutto, il metodo dell’Autorità sovrastimerebbe l’impatto sui prezzi di mercato del presunto trattenimento (pagg. 6, 21-24 della relazione economica post CRI e Appendice A), non tenendo in adeguato conto che, ove più generatori effettuino trattenimento simultaneamente, l’impatto complessivo sul prezzo di mercato (*mark-up* complessivo) è generalmente inferiore alla somma dei *mark-up* che la metodologia del procedimento attribuirebbe a ciascun generatore; più precisamente, l’algoritmo utilizzato dall’Autorità non riconosce la non additività dell’impatto sul prezzo di mercato del trattenimento effettuato da più operatori e quindi sovrastima l’eventuale sovrapprezzo complessivo causato dalle strategie di offerta di ciascun generatore, nel caso in cui più di uno di essi attui condotte di trattenimento. A tal riguardo, nel corso nell’audizione finale innanzi al Collegio la società ha insistito sul punto che, ai fini di valutare la sussistenza di una condotta di trattenimento, occorrerebbe verificare il comportamento di tutti gli operatori e non invece solo quella di un unico produttore.
42. In secondo luogo, la metodologia, a parere dell’esercente, utilizza definizioni diverse del (suppostamente unico) comportamento di offerta compatibile con il REMIT (pagg. 6, 24-27 della relazione economica post CRI). In particolare, nella fase decisoria la società ha sostenuto che l’Autorità – in coerenza con l’interpretazione del REMIT assunta a base del procedimento – per accertare la sussistenza della violazione, avrebbe dovuto confrontare la strategia di offerta della società solo con il c.d. “controfattuale ACER” (pag. 24), ossia quello fatto ora proprio dall’articolo 2, comma 6, del decreto legge n. 21/2026; ciò che non sarebbe avvenuto, in quanto dall’analisi delle comunicazioni inviate da ARERA al GME risulta che ARERA ha utilizzato due comportamenti di offerta – diversi dal c.d. controfattuale ACER – come riferimento non manipolativo (o controfattuale) rispetto ai quali ha valutato le condotte di A2A. A parere della società, la molteplicità dei controfattuali sarebbe problematica in quanto: a) rende indeterminato il comportamento di offerta ritenuto non manipolativo da ARERA;

- b) in particolare, il “secondo controfattuale” costituisce una modifica radicale dell’impianto metodologico su cui è basato il procedimento, nel senso che la strategia controfattuale su cui si basano le conclusioni del procedimento si discosta largamente da quella che ARERA dichiara di mutuare direttamente dalle linee guida ACER, con ciò creando una contraddizione; c) ancora nel “secondo controfattuale” le offerte non manipolative del generatore devono necessariamente essere basate su una previsione dell’esito del mercato.
43. In terzo luogo, il metodo dell’Autorità si basa sulla conoscenza delle offerte di tutti i generatori, informazioni che però non erano disponibili all’operatore nel momento in cui ha formulato le proprie offerte (pagg. 7-8, 28-31 della relazione economica post CRI). A tal riguardo, l’esercente osserva che: a) a causa dei vincoli tecnici e dinamici delle unità di produzione termoelettrica, la sua strategia di offerta doveva necessariamente basarsi sulla previsione dell’esito del mercato o su congetture circa le offerte presentate dagli altri partecipanti al mercato; b) è fisiologico che la previsione dell’esito del mercato formulata dal partecipante al momento della presentazione delle proprie offerte non sia esatta e quindi che la strategia di offerta effettivamente attuata si discosti da un qualsivoglia “controfattuale” non manipolativo che utilizzi informazioni circa le offerte presentate effettivamente da tutti i partecipanti al mercato, come quello adottato nel procedimento; c) a dispetto di quanto affermato nella comunicazione delle risultanze istruttorie, la rilevanza della conoscenza delle offerte degli altri partecipanti ai fini della determinazione della strategia di offerta di A2A emergerebbe chiaramente analizzando i fogli elettronici che definiscono la strategia di offerta controfattuale identificata dalla stessa ARERA.
44. In quarto luogo, la metodologia sarebbe inadeguata con riferimento alla determinazione dei costi di generazione di A2A, conducendo ad una sottostima degli stessi pari a *[omissis]* euro/MWh (pagg. 8, 31-39) per via: i) di approssimazioni nella rappresentazione delle curve di rendimento degli impianti di A2A; ii) dell’utilizzo di prezzi per il combustibile e per i diritti di emissione di anidride carbonica che non corrispondono ai costi effettivi sostenuti dall’esercente e, più in generale, alle condizioni prevalenti nel mercato; iii) dell’assenza di alcuni elementi di costo che A2A ha effettivamente sostenuto, ma non sono inclusi tra i costi considerati nel procedimento (ad esempio, i costi di sbilanciamento). In particolare, la società evidenzia che la sottostima dei costi di generazione non è compensata dalla sovrastima dei costi sostenuti da A2A per *[omissis]* pari a *[omissis]* euro/MWh.
45. In quinto luogo, a parere della società, lo standard di prova impostole dall’Autorità per dimostrare che gli scostamenti dai costi marginali riflettono i costi opportunità sarebbe irragionevole e impossibile da soddisfare (pagg. 18-20 della relazione economica di fase istruttoria e 40-43 della relazione economica post CRI; l’argomento è stato ampiamente ripreso nel corso dell’audizione finale innanzi al Collegio). In particolare la società ha argomentato in fase istruttoria che: a) la capacità delle UP può essere destinata alternativamente all’utilizzo per la fornitura di energia o di servizi per il dispacciamento; b) *[omissis]* delle

[omissis] UP per le quali l'Autorità ha contestato il trattenimento di capacità hanno ottenuto, vendendo servizi per il dispacciamento, marginalità comparabili o superiori a quelle che avrebbero ottenuto in MGP; in particolare, i [omissis] impianti in questione nel mese di [omissis] 2022 sarebbero stati oggetto di [omissis] avviamenti in MSD dai quali avrebbero ricavato margini complessivamente pari a [omissis] euro ([omissis]), superiori ai margini che gli stessi impianti avrebbero ricavato se avessero venduto in MGP le quantità oggetto di trattenimento economico complessivamente pari a [omissis] euro ([omissis]); c) queste evidenze dimostrerebbero che A2A ha adottato una strategia di offerta basata sul costo opportunità (così pressoché testualmente il par. 4.71 della relazione economica post CRI in cui viene sintetizzato il ragionamento svolto in fase istruttoria). A parere della società, il Responsabile del procedimento avrebbe respinto l'argomento per due ragioni, la prima consistente nella mancanza di una rappresentazione esplicitamente algebrica del costo opportunità dei prezzi di offerta presentati per il MGP e la seconda consistente nella mancata dimostrazione che il ricavo ottenuto vendendo servizi per il dispacciamento si è determinato in assenza di manipolazione sul mercato dei servizi di dispacciamento. Entrambe le ragioni sarebbero infondate. Con riferimento al calcolo del costo opportunità, la società evidenzia che nell'impianto legislativo e regolatorio europeo ed italiano non sono indicate le modalità con le quali il costo opportunità debba essere riflesso nell'offerta; d'altra parte, la società osserva che la trasposizione del costo opportunità (nella specie associato alla partecipazione di alcune delle unità al MSD) in modo diretto nei prezzi offerti nel MGP, in particolare per il servizio di avviamento, è particolarmente problematica in ragione delle peculiari caratteristiche di tali prodotti e dei relativi mercati (entrambi i prodotti sono forniti dalla medesima capacità produttiva, ma sono legati da una relazione di sostituibilità complessa; ad esempio, la vendita anche di modesti volumi nel MGP può precludere la vendita del potenzialmente meglio remunerato servizio di avviamento nel MSD). Anche l'onere probatorio che il Responsabile del procedimento avrebbe imputato all'operatore con riferimento all'assenza di manipolazione sul mercato dei servizi di dispacciamento sarebbe irragionevole, oltre che non previsto né dal REMIT né dalle linee guida ACER, in quanto per soddisfarlo la società si sarebbe dovuta sostituire ad ARERA nel realizzare, per il MSD, una analisi analoga a quella dell'indagine conoscitiva oggetto della delibera 302/2025/R/eel, nonché del procedimento stesso, senza avere accesso alle informazioni necessarie (in particolare circa i costi dei generatori concorrenti e i vincoli tecnici che essi riflettono nelle offerte per i servizi di dispacciamento). Per tutte le ragioni appena sopra esposte, a parere dell'esercente, *“quello che rileva (...) è che l'esito prodotto dalla strategia di offerta adottata determini l'impiego della capacità di generazione nell'utilizzo in cui ha maggior valore. Il successo della strategia di offerta nell'allocare la capacità produttiva nell'utilizzo che ha maggior valore è un indicatore inequivocabile che la logica di offerta di A2A riflette il costo opportunità”* (pag. 43 della relazione economica post CRI).

46. Ai fini della corretta valutazione dell'argomento difensivo di cui al punto precedente, il Responsabile del procedimento con la nota del 22 maggio 2026 (prot. Autorità 38062), su mandato del Collegio, ha chiesto informazioni circa i dati di cui alla Tabella 3 della relazione economica di fase istruttoria e, in particolare, sui giorni di [omissis] 2022 nei quali le [omissis] unità di produzione indicate nella Tabella ([omissis]) non hanno venduto energia in MGP, sui dati orari sottostanti ai risultati riportati e sugli avviamenti nelle medesime UP in MSD nel mese di [omissis] 2022; le stesse informazioni sono state richieste per le [omissis] unità di produzione non indicate nella Tabella ([omissis]).
47. Infine, a parere dell'esercente, la metodologia del procedimento identifica un *mark-up* rispetto al prezzo di mercato assai modesto (circa [omissis]% del prezzo medio del periodo in esame) che, ove si considerino i limiti della metodologia stessa, ne renderebbe le conclusioni infondate. Poiché l'argomento riguarda l'inaffidabilità delle evidenze prodotte dalla metodologia utilizzate nell'ambito del procedimento, *“in senso contrario non varrebbe quanto osservato nella comunicazione delle risultanze istruttorie sul fatto che l'entità del danno costituisce un elemento rilevante solo ai fini della quantificazione della sanzione e non invece ai fini dell'accertamento della violazione”* (pag. 44 della relazione economica post CRI).

III. Gli argomenti difensivi svolti in fase istruttoria che non sarebbero stati affrontati nella CRI

48. La comunicazione delle risultanze istruttorie non avrebbe affrontato alcuni degli argomenti difensivi svolti in fase istruttoria (relazione economica post CRI, pagg. 45-46), circa:
- il tema dell'infattibilità dei programmi di produzione degli operatori diversi da A2A nello scenario controfattuale, ossia qualora A2A avesse adottato una strategia di offerta compatibile con il REMIT (punti 3.20 della Relazione economica di fase istruttoria); a tal riguardo, la società rinvia all'esempio dell'impianto "CCGT3" discusso nell'Appendice A alla relazione economica post CRI;
 - la mancata chiarezza su quale sia, tra le diverse simulazioni svolte in fase preistruttoria, quella sulla quale si basa la quantificazione degli impatti derivanti dalle condotte di trattenimento contestate alla società (punto 4.3 della relazione economica di fase istruttoria); a tal riguardo, in fase decisoria, l'esercente evidenzia di avere assunto nelle proprie difese come rilevanti i dati del c.d. "primo *rerun*" di cui alla lettera del 16 gennaio 2025 compatibile con il *mark-up* di circa [omissis] €/MWh sul PUN e sul prezzo della zona di offerta [omissis], ma di non avere avuto conferma della correttezza di detta assunzione nella CRI;
 - la non disponibilità per i partecipanti al mercato dell'informazione relativa alla struttura dell'offerta dei generatori esteri nelle zone di *market coupling*

- con le confinanti zone di offerte italiane (punti 4.28-4.31 della relazione economica di fase istruttoria);
- d. uno *spark spread* per il parco CCGT di A2A (l'indicatore della profittabilità dell'attività di generazione termoelettrica) a [omissis] 2022 pari in media a [omissis] €/MWh e dunque compatibile con l'adozione di una strategia concorrenziale da parte di un operatore anche solo moderatamente avverso al rischio, di fronte alle condizioni di estrema volatilità dei mercati energetici nel periodo in esame.

Valutazione delle argomentazioni difensive della società

I. Sull'asserita errata interpretazione del REMIT da parte di ARERA

49. Le argomentazioni della società non sono condivisibili per le ragioni che si vanno a esporre.
50. Contrariamente a quanto sostiene l'esercente, non corrisponde al vero che nel presente procedimento la regola assunta ad unico, rigido parametro di valutazione della strategia di offerta del produttore di energia elettrica sia un asserito divieto di offrire al prezzo superiore al costo marginale di breve periodo, comprensivo del costo opportunità. Ed infatti, ai fini dell'integrazione della manipolazione di mercato *ex* articolo 2(2)(a)(ii) del REMIT, non è affatto sufficiente che le offerte siano formulate a un prezzo superiore al costo marginale, incluso l'eventuale costo opportunità, essendo altresì necessario che dette offerte siano state rifiutate e che quindi la quantità prodotta – e offerta al prezzo non concorrenziale (ossia superiore al costo marginale, comprensivo dei costi-opportunità) – sia rimasta invenduta. Come affermato dal Responsabile del procedimento, dunque, non vi è un divieto assoluto per i produttori di offrire ad un prezzo superiore al costo marginale, comprensivo del costo opportunità: in via generale sono infatti ammissibili offerte ad un prezzo superiore purché vengano accettate, date le specifiche condizioni del mercato, prima fra tutte la concreta adeguatezza dell'offerta rispetto alla domanda di energia elettrica in una data ora del giorno. Per un operatore economico, infatti, offrire al di sopra del prezzo di mercato la quantità prodotta da una UP con SRMC inferiori a detto prezzo, con l'effetto di non essere accettato, significa rinunciare a ricavi mai inferiori al proprio costo di produzione e ad eventuali rendite inframarginali che contribuirebbero alla copertura dei costi fissi degli impianti. Il divieto di manipolazione del mercato, nella forma qui in esame, è volto proprio ad evitare condotte che determinino la fissazione del prezzo di mercato ad un livello artificiale, ossia diverso da quello che deriverebbe da una interazione equa e concorrenziale tra domanda e offerta (e ciò a prescindere dalla circostanza che l'operatore abbia o meno conseguito un profitto, non rientrando detto elemento tra quelli necessari ai fini dell'integrazione della fattispecie di manipolazione di cui trattasi).
51. Nel caso di specie, a [omissis] 2022 le offerte delle [omissis] UP oggetto del procedimento sono state rifiutate in un numero assai consistente di ore, sebbene

il costo marginale di breve periodo comprensivo del costo opportunità di dette UP fosse inferiore al prezzo di mercato (e dunque sarebbe stato conveniente per l'operatore offrirle al SRMC); dalle strategie di offerta di A2A a [omissis] 2022 è derivato un incremento del prezzo di mercato in [omissis] su [omissis] ore, del quale ha beneficiato la stessa A2A che ha venduto al prezzo di mercato più alto (cioè quello formatosi ad un *livello artificioso* per effetto della condotta di trattenimento economico di capacità) le quantità di energia venduta in MGP dalle *altre* UP.

52. Né l'Autorità si è limitata all'acquisizione dei fatti di cui al punto precedente, facendone derivare, per ciò solo, l'accertamento della violazione del divieto di manipolazione di mercato di cui all'articolo 5 del REMIT. Il presente procedimento è stato infatti caratterizzato da un ampio contraddittorio che – oltre a condurre al progressivo “affinamento” del c.d. “scenario controfattuale” a tutto vantaggio dell' esercente – ha consentito di valutare le motivazioni addotte dall'operatore a giustificazione della propria condotta e di escluderne la riconducibilità a quelle ritenute legittime.
53. È lo stesso REMIT, infatti, a definire come manipolativa una condotta che *“consenta, o sia suscettibile di consentire, tramite l'azione di una o più persone che agiscono in collaborazione, di fissare il prezzo di mercato di uno o più prodotti energetici all'ingrosso a un livello artificioso”* e a porre in capo all'operatore che ha tenuto quella condotta l'onere di dimostrare la sussistenza di cause di giustificazione legittime (*“a meno che la persona che ha compiuto l'operazione o che ha impartito l'ordine di compravendita dimostri che le sue motivazioni per compiere tale operazione o ordine sono legittime e che tale operazione o ordine è conforme alle prassi di mercato ammesse sul mercato dell'energia all'ingrosso in questione”*) (articolo 2(2)(a)(ii) del REMIT). Il punto è, come si vedrà meglio oltre, che A2A non ha addotto alcuna delle legittime motivazioni ammesse a giustificazione della propria condotta.
54. Considerando potenzialmente manipolativa una strategia di offerta a prezzi superiori ai costi marginali di breve periodo, inclusivi del costo opportunità, che ha condotto al rifiuto delle offerte, l'Autorità ha quindi fatto applicazione del REMIT, in linea con le linee guida ACER che ascrivono alla fattispecie del trattenimento economico di capacità proprio le *“Actions undertaken to offer available generation capacity at prices which are above or at the market price and do not reflect the marginal cost (including opportunity cost) of the market participant's asset, which results in the related wholesale energy product not being traded or related asset not being dispatched”* (nota 139 delle linee guida ACER con una formulazione rimasta invariata fin dalla prima enunciazione nel 2019).
55. Secondo l'unica interpretazione compatibile con le disposizioni, anche di principio, del REMIT, quindi, il trattenimento economico si ravvisa quando un operatore offre capacità di generazione disponibile a prezzi superiori o pari al prezzo di mercato, che non riflettono il costo marginale di breve periodo (incluso il costo opportunità) della sua UP, *con il risultato* che il prodotto energetico

all'ingrosso interessato (ossia l'energia elettrica nel caso di specie) *non viene scambiato* o che l'UP *non viene dispacciata* e che da ciò derivi un impatto sul prezzo di mercato.

56. Né può accogliersi l'argomento difensivo relativo alla asserita incompatibilità dell'interpretazione del REMIT adottata dall'Autorità rispetto al quadro regolatorio del settore elettrico (pagg. 4, 14-16 della relazione economica post CRI). Richiamato tutto quanto detto sopra, dal punto di vista normativo e regolatorio, il divieto di manipolazione del REMIT nei termini di cui alle linee guida ACER, lungi dal contrastare con i principi generali dell'ordinamento eurounitario del settore elettrico, è volto a garantire che il corretto funzionamento del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica consenta a questo di produrre i benefici che la teoria economica gli riconosce e in vista dei quali negli anni Novanta del secolo scorso è stato avviato lo stesso processo di liberalizzazione dell'attività di vendita all'ingrosso di energia elettrica (e di gas). Come si legge nel primo considerando del REMIT, il Legislatore eurounitario con detto Regolamento ha inteso infatti *“assicurare che i consumatori e altri soggetti del mercato possano nutrire fiducia nell'integrità dei mercati dell'elettricità e del gas, che i prezzi fissati sui mercati dell'energia all'ingrosso riflettano un'interazione equa e concorrenziale tra domanda e offerta e che non sia possibile trarre profitto dagli abusi di mercato”*. Affermazione del tutto compatibile con il considerando n. 2 del Regolamento UE 2019/943: *“L'Unione dell'energia mira a fornire ai clienti finali — famiglie e imprese — un approvvigionamento protetto, sicuro, sostenibile, competitivo e a prezzi accessibili. Tradizionalmente il sistema elettrico era dominato da monopoli verticalmente integrati, spesso di proprietà pubblica con grandi impianti centrali di energia nucleare o fossile. Il mercato interno dell'energia elettrica, la cui progressiva realizzazione è in atto dal 1999, ha lo scopo di offrire a tutti i consumatori dell'Unione una reale libertà di scelta, di creare nuove opportunità commerciali e di intensificare gli scambi transfrontalieri, in modo da conseguire una maggiore efficienza, prezzi competitivi e più elevati livelli di servizio, contribuendo anche alla sicurezza degli approvvigionamenti e allo sviluppo sostenibile. Il mercato interno dell'energia elettrica ha incrementato la concorrenza, in particolare nel settore all'ingrosso, e gli scambi interzonal. Esso continua ad essere la base dell'efficienza del mercato dell'energia”*.
57. D'altra parte, il divieto di manipolazione del mercato non contrasta con alcuna delle disposizioni del Regolamento UE 2019/943 richiamate da A2A nelle proprie difese. In particolare, contrariamente a quanto sostenuto dalla società:
- 1) l'articolo 3, laddove richiama i principi secondo i quali i prezzi si formano in base alla domanda e all'offerta (lett. a) e le “regole sul mercato” incoraggiano la libera formazione dei prezzi, evitando le azioni intese ad impedire la formazione dei prezzi in base appunto alla domanda e all'offerta (lett. b), è del tutto coerente con il REMIT: da un lato, infatti, la manipolazione di mercato è essa stessa, con tutta evidenza, una azione “intesa a impedire” la dinamica concorrenziale e, dall'altro, le “regole sul

mercato” che incoraggiano la libera formazione dei prezzi di cui all’articolo 3 includono lo stesso REMIT, peraltro richiamato dallo stesso Regolamento UE 2019/943 proprio nella definizione del mercato dell’energia all’ingrosso (articolo 2, n. 64);

2) l’articolo 10, par. 1, dispone che: i) *“il prezzo all’ingrosso dell’energia elettrica non ha un limite massimo né un limite minimo”*; anzitutto, la previsione non si riferisce al prezzo della singola offerta, ma al prezzo di mercato che deriva, come si è detto, dall’interazione tra la domanda aggregata e la offerta aggregata; in secondo luogo la previsione non è volta certo a consentire all’operatore di porre in essere condotte tali da determinare che il prezzo di mercato sia fissato ad un livello artificioso, bensì a consentire una formazione dei prezzi che rifletta la scarsità, ciò nell’assunto che *“prezzi che riflettano efficacemente la scarsità stimoleranno gli operatori del mercato a reagire ai segnali di mercato e a rendersi disponibili quando il mercato ne ha davvero bisogno e fanno sì che possano recuperare i costi sul mercato all’ingrosso”* (considerando 24);

3) l’articolo 10 prevede che le autorità di regolazione possano identificare *“le politiche e le misure applicate nel loro territorio che potrebbero concorrere a limitare indirettamente la formazione dei prezzi all’ingrosso”* (par. 4), ma che in tal caso debbano *“adotta[re] tutte le misure del caso per eliminare o, laddove non fosse possibile, attenuare l’impatto di tale politica o misura sui comportamenti d’offerta”* (par. 5); la ratio della disposizione è, con tutta evidenza, quella di evitare che meccanismi come il mercato della capacità (richiamati, appunto, nel paragrafo precedente dello stesso articolo 10) alterino *oltre il ragionevole* i comportamenti di offerta degli operatori; la disposizione è, dunque, assolutamente coerente con il REMIT, poiché l’Autorità – che sanziona per manipolazione di mercato l’operatore che offra allo *strike price*, per alcune UP *[omissis]* e per altre *[omissis]*, quando questo non corrisponda ai costi marginali di breve periodo, comprensivi del costo opportunità, dell’impianto – sta proprio *“attenuando”*, limitando, l’impatto potenzialmente distorsivo che il *capacity market* può avere sui comportamenti di offerta dei produttori.

58. Né può in alcun modo condividersi l’affermazione di A2A secondo la quale *“le prerogative di mitigazione dell’esercizio di potere di mercato sono applicate nel regime cosiddetto di essenzialità, disciplinato tramite la Deliberazione ARG/elt 111/06”* (pag. 16 della relazione economica post CRI). Il regime delle c.d. essenzialità risponde infatti ad una logica del tutto diversa rispetto a quella sottesa al REMIT, garantendo a particolari impianti – *ex ante* riconosciuti come essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e come tali sottoposti ad obblighi di servizio pubblico – una remunerazione ad un costo riconosciuto (e quindi, per definizione, fuori dal mercato). Limitare al regime dell’essenzialità le prerogative dell’Autorità nel controllo del corretto funzionamento di un mercato come quello della vendita all’ingrosso di energia elettrica significherebbe vanificare *in radice*

la portata precettiva del REMIT, ossia di un regolamento UE che, nel suo primo considerando, esplicita l'importanza di *“assicurare che i consumatori e altri soggetti del mercato possano nutrire fiducia nell'integrità dei mercati dell'elettricità e del gas, che i prezzi fissati sui mercati dell'energia all'ingrosso riflettano un'interazione equa e concorrenziale tra domanda e offerta e che non sia possibile trarre profitto dagli abusi di mercato”*.

59. Anche gli argomenti difensivi già prospettati in sede giurisdizionale non risultano, a parere di questa Autorità, fondati per le ragioni esposte nei seguenti tre punti.
60. Quanto alle linee guida tedesche occorre anzitutto osservare che queste sono state pubblicate il 27 settembre 2019, ossia prima della pubblicazione della quarta versione delle linee guida ACER del 15 ottobre 2019 (poi integrata nella quinta versione dell'8 aprile 2020, aggiornata l'11 maggio 2021, e seguita dalla sesta versione del 22 luglio 2021, aggiornata da ultimo il 18 dicembre 2024) ove è stata esplicitata – e confermata tal quale a ogni revisione delle linee guida – la fattispecie del trattenimento di capacità di generazione sopra descritta (paragrafo 6.4.1 e nota 16 nella versione 2019; paragrafo 6.3.2, p.to 315, lett. t) nella versione 6.1 del 2024 e nota 139 nella versione vigente) tra i casi di condotte manipolative rientranti nell'articolo 2(2)(a)(ii) REMIT; dunque, le linee guida tedesche rappresentano una posizione nazionale della quale – ove se ne confermasse il significato nei termini prospettati da A2A – dovrebbe eventualmente verificarsi la compatibilità con il REMIT. In ogni caso, non sarebbe comunque possibile far discendere dalle linee guida tedesche la conclusione generale che ne trae A2A, in quanto queste si riferiscono ad un contesto assai diverso rispetto a quello italiano. Premesso che il trattenimento economico di capacità è fattispecie di manipolazione di mercato sanzionabile da tutte le autorità nazionali preposte all'attuazione del REMIT (indipendentemente quindi dalla situazione specifica dei mercati nazionali), deve evidenziarsi come il mercato tedesco presenti delle importanti differenze rispetto a quello italiano e come, dunque, la posizione espressa dalle linee guida tedesche non sia in alcun modo trasponibile nel contesto italiano. Come noto, infatti, quello tedesco è un mercato *energy-only*, avendo la Germania scelto di non introdurre il *“capacity market”*, quale rimedio ad un fallimento del mercato tipico del mercato elettrico. Il paragrafo 83 delle linee guida tedesche (dal quale A2A fa discendere la conclusione che i produttori possono offrire a prezzi superiori a costi marginali per recuperare costi fissi) è strettamente legato a questa caratteristica del mercato elettrico tedesco, come risulta dai primi punti delle stesse linee guida tedesche (trad. non ufficiale): *“1. con la legge sul mercato elettrico, il legislatore ha optato per l'ulteriore sviluppo dell'attuale struttura del mercato elettrico, anziché per un mercato della capacità. Un elemento chiave del mercato elettrico ulteriormente sviluppato (Mercato elettrico 2.0) è il rafforzamento dei meccanismi di mercato per garantire l'equilibrio tra produzione e consumo. (...) 2. Il legislatore ha quindi deciso che le necessarie capacità di generazione di energia elettrica convenzionale...debbano continuare a essere rifinanziate*

principalmente attraverso meccanismi e prezzi di mercato. Le centrali elettriche necessarie per i picchi di carico dovrebbero e possono coprire i propri costi di investimento attraverso prezzi determinati in modo competitivo, superiori ai rispettivi costi marginali (...). 3. In un sistema di libera formazione dei prezzi che consente picchi di prezzo basati su principi di concorrenza, è comunque necessario rispettare le norme giuridiche generalmente applicabili. (....) Pertanto, è vietato creare picchi di prezzo attraverso accordi di cartello o abuso di posizione dominante sul mercato, oppure tramite insider trading o manipolazione del mercato". Dunque, al di là di ogni valutazione in ordine alla compatibilità o meno delle linee guida tedesche con il REMIT e con le linee guida ACER, ciò che rileva ai fini del presente procedimento è che le affermazioni in esse contenute si riferiscono ad un contesto del tutto diverso da quello italiano, ossia ad un contesto che ha inteso sviluppare il “mercato elettrico” (Mercato elettrico 2.0), piuttosto che introdurre il c.d. “mercato della capacità” per sostenere gli investimenti nel settore della generazione elettrica: è in questo contesto che, durante i periodi di scarsità, secondo le linee guida tedesche le aziende possono offrire a prezzo superiori ai costi marginali e sempre che dette offerte vengano accettate (tale ultima condizione, per quanto non indicata espressamente, deve ritenersi implicita in coerenza con il REMIT).

61. Quanto poi al richiamo alla disciplina finalizzata alla protezione dell'integrità dei mercati finanziari (MiFID e MiFIR), è sufficiente osservare che tra gli elementi costitutivi della fattispecie manipolativa contestata ad A2A non rientra la “*finalità di fornire una falsa rappresentazione delle reali condizioni del mercato*”, infondatamente invocata dalla società nel ricorso giurisdizionale già promosso avverso l'avvio del presente procedimento (pag. 14), ma del tutto assente dalla fattispecie astratta di manipolazione, oggetto del presente procedimento, di cui al punto ii) dell'articolo 2(2) del REMIT.

Tale disposizione, infatti, non richiede, quale elemento costitutivo dell'illecito, l'intento di manipolare il mercato (come, da ultimo ribadito da CdS, Sez. II, 5073/2026). Al fine di contrastare efficacemente gli abusi del mercato, l'ordinamento richiede soltanto la prova che l'operatore economico abbia assunto – senza alcuna giustificazione legittima (tecnica, regolatoria e/o economica) – una strategia di offerta violativa dell'articolo 5 del REMIT (come sopra descritta), in contrasto con le regole di diligenza professionale gravanti sull'operatore di mercato. In punto di elementi costitutivi della fattispecie in discussione, le linee guida ACER chiariscono inequivocabilmente che “*the core element in the definition of ‘market manipulation’ (included in Article 2(2) of REMIT) is the effect or the likely effect that certain types of behaviour have on the demand, supply or prices of wholesale energy products*” (punto 232) e che in definitiva “*That definition [of ‘market manipulation’] does not include any element of intent. In other words, whether the behaviour is intentional or not is irrelevant to qualify it as a breach of Article 5 of REMIT in the form of ‘market manipulation’.* As a result, a mere erroneous trading activity can end up being manipulative” (punto 233 delle linee guida ACER). Prosegue oltre, ACER, concludendo sul

punto che “*As a consequence, Article 2(2) of REMIT does not require the examination of the state of mind of the person suspected to be involved in market manipulation. It is therefore – under this Article – not necessary to show that the suspected person knew that he/she was infringing REMIT*” (punto 236).

L’eventuale accertamento che l’operatore abbia intenzionalmente agito al fine di fissare il prezzo di mercato ad un livello artificioso costituisce, al più, un elemento in grado di incidere sulla gravità della violazione e dunque sul *quantum* della sanzione irrogabile, non invece sull’*an* (cfr. art. 18 e cons. 31 del REMIT).

La potenziale o effettiva capacità di una certa condotta di fissare il prezzo di mercato a un livello artificioso – che significa “a un livello non giustificato dall’interazione della domanda e dell’offerta” ed è perciò qualificata come manipolativa dal REMIT (cfr. cons. 13 del REMIT) – è il requisito di disvalore giuridico che caratterizza l’azione o le azioni che vanno a determinare il risultato distorsivo, indipendentemente dall’esistenza di un’eventuale e ulteriore finalità di ingannare gli altri partecipanti al mercato. Inoltre, l’allineamento, pure dichiarato dal REMIT, con le normative europee relative al settore dei servizi finanziari, lungi dal voler comprimere e limitare in particolare le definizioni contenute nel REMIT, fa espressamente salve le specifiche finalità del REMIT e le distintive caratteristiche e regole afferenti ai prodotti energetici all’ingrosso, arricchendole invero di nuovi contenuti e più ampie fattispecie (cfr. regolamento UE 596/2014, tra cui cons. 20, 44 e art. 12, nonché regolamento UE 2024/1106 cons. 2).

62. Quanto all’argomento difensivo che fa leva sull’inciso “*absent of market failures*” della nota n. 143 delle linee guida ACER (versione 6.1. del 2024) occorre osservare quanto segue. Anzitutto, la nota n. 143 – lungi dal “*chiari[re] espressamente che l’interazione equa e competitiva tra domanda e offerta si traduce in un prezzo di mercato corrispondente al costo marginale della tecnologia di generazione marginale solo in assenza di fallimenti del mercato (e solo in caso di adeguatezza della capacità disponibile)*”, come sostiene l’esercente (memoria di replica alla CRI, pag. 2) – si limita a richiamare, in calce all’affermazione “*REMIT does not prohibit prices to be high, provided that they reflect a fair and competitive interplay between supply and demand*”, la nozione standard del c.d. “*marginal price system*” o “*pay-as-clear market*” (contrapposto all’altro sistema di formazione del prezzo dell’energia, il c.d. “*pay-as-bid system*”). Contrariamente a quanto affermato dalla società, la citata nota a piè di pagina è unicamente funzionale a chiarire la ragione economica di fondo per la quale il REMIT non proibisce che i prezzi siano elevati, ragione consistente nel fatto che – secondo la teoria economica – il livello del prezzo dipende dalla adeguatezza o meno della capacità di generazione disponibile a soddisfare la domanda: “*Assuming a fair and competitive interplay between supply and demand, and absent of market failures, the market clearing price will depend on the adequacy/inadequacy of the available generation capacity*”. Si tratta di una nozione base di Economia dell’Energia che la medesima nota a piè di pagina precisa come segue: “*In case of adequacy, the market clearing price will be set by the marginal generating technology dispatched and/or by the marginal elastic*

load dispatched. In these hours, infra-marginal technologies will obtain legitimate rents, which can be used towards covering fixed costs. In case of inadequacy, the market clearing price will be set by the estimated value of lost load of the inelastic loads. In these hours, all generating technologies will obtain a legitimate rent, which can be used towards covering fixed costs". La circostanza che il (funzionamento del) “*marginal price system*” (o *pay-as-clear market*) venga rappresentato dietro la tradizionale e del tutto scontata assunzione dell’assenza di fallimenti di mercato – peraltro associata a quella di una “*fair and competitive interplay between supply and demand*” – non può certo vanificare la portata precettiva del divieto di trattenimento economico di capacità previsto dal REMIT in capo a *ciascun operatore* proprio a presidio del buon funzionamento del mercato dell’energia elettrica, come risulta dall’articolo 2(2)(ii) del REMIT e dalla nota 139 delle linee guida ACER. D’altra parte, è facile osservare come quanto rappresentato dalla nota n. 143 – così come di ogni robusto modello economico – generalmente trovi riscontro nei fatti, anche se le assunzioni di cui all’*incipit* della nota n. 143 non sono pienamente soddisfatte e infatti: a) il prezzo di mercato dell’energia varia effettivamente in funzione della disponibilità della capacità di generazione rispetto alla domanda; in particolare, nelle ore di adeguatezza, il prezzo viene fissato dalla tecnologia marginale, ossia dalla ultima tecnologia che viene dispacciata per coprire la domanda (e quindi dai costi marginali di quest’ultima tecnologia), e in tali ore le tecnologie infra-marginali (ossia le tecnologie che hanno costo variabili più bassi, tipicamente le rinnovabili) otterranno rendite legittime che possono essere usate per coprire i costi fissi (le c.d. rendite infra-marginali); questo avviene perché nel “sistema del prezzo marginale” l’energia offerta viene venduta all’unico prezzo risultante dall’incontro della domanda (aggregata) e dell’offerta (aggregata) e tale prezzo è determinato dall’ultimo impianto necessario a soddisfare l’ultima unità di domanda; b) in caso di inadeguatezza, il prezzo di mercato rifletterà il valore stimato dell’energia non servita per la domanda inelastica, nei limiti dello *strike price* per coloro che abbiano volontariamente aderito al meccanismo.

63. L’argomento difensivo svolto da A2A è quindi fallace in quanto: a) assume che il richiamato passaggio delle linee guida ACER dica qualcosa in ordine al prezzo della singola offerta, consentendo all’operatore di mercato di offrire – senza alcuna giustificazione legittima (tecnica, regolatoria, economica) – l’energia ad un prezzo superiore al costo marginale di breve periodo (comprensivo del costo opportunità) del proprio impianto, mentre esso si riferisce testualmente al prezzo di mercato, ossia a quello che risulta dall’interazione tra la domanda aggregata e l’offerta aggregata; dunque, contrariamente a quanto assunto da A2A nello sviluppo dell’argomento difensivo in questione, la piana lettura della nota n. 143 consente di escludere *in radice* che con essa ACER abbia voluto indicare che “*l’offerta a costi marginali è un valido riferimento per individuare manipolazioni unicamente in assenza di fallimenti di mercato*” (pag. 13 della relazione economica post CRI); b) le evidenze empiriche mostrano come effettivamente il prezzo di mercato vari in funzione dell’adeguatezza del sistema, e ciò anche in

presenza di fallimenti di mercato ed anche se l'interazione tra domanda e offerta non sia "*fair and competitive*"; c) la lettura della nota n. 143 delle linee guida ACER che ne dà la società è illogica, perché finisce appunto per affermare che l'interpretazione del REMIT rimessa dallo stesso Regolamento ad ACER non possa trovare alcuna applicazione in alcun caso, dato che la sua operatività viene subordinata all'avveramento di una condizione *in radice* impossibile, ossia che nel mercato elettrico non vi sia alcun fallimento di mercato.

64. Ed infatti nella realtà non v'è dubbio che alcune caratteristiche del mercato dell'energia all'ingrosso lo allontanano dal modello di concorrenza perfetta, prima tra tutte la capacità di influenzare il prezzo di mercato in capo a certi operatori. Ma che il REMIT faccia riferimento ad una situazione reale – e non teorica di "assenza di fallimenti di mercato" – risulta inequivocabilmente dal fatto che nel passaggio immediatamente successivo a quello al quale si riferisce la nota n. 143 le linee guida ACER, nel descrivere il metodo per la verifica della sussistenza di una condotta di trattenimento economico di capacità sanzionabile ai sensi dell'articolo 5 del REMIT, individuano due condizioni, la prima delle quali consiste nel valutare se l'operatore di mercato detenga un potere di mercato ("*whether the market participant concerned is able, in the case-specific circumstances, to influence the price or the interplay of supply and demand of a wholesale energy product by engaging in such behaviour*"; il secondo elemento consiste nel valutare se l'operatore abbia una giustificazione tecnica, regolatoria e/o economica, ovvero i costi opportunità, per offrire la capacità di generazione ad un prezzo superiore al costo marginale: "*whether the market participant has any legitimate technical, regulatory and/or economic justification for not offering its available generation capacity or for offering it above the marginal cost*"). A fronte di una condotta di trattenimento economico di capacità, come descritta nella precedente nota n. 139, l'Autorità deve quindi accertare anzitutto che l'operatore abbia la capacità di influenzare, in relazione alle specifiche del caso concreto, il prezzo o l'interazione tra domanda e offerta di un prodotto energetico all'ingrosso attraverso il proprio comportamento (esattamente quello che l'Autorità ha fatto mediante l'analisi *what-if*): ciò esclude *in radice* che il REMIT e le linee guida ACER, nel vietare la manipolazione sotto forma di trattenimento economico di capacità, si riferiscano ad un mercato in concorrenza perfetta.
65. Pertanto, non si deve ad ARERA l'enunciazione di una ipotetica regola di offerta sui mercati all'ingrosso UE che la società vuole qui contestare, trattandosi di un criterio di valutazione (un *benchmark*) delle condotte di offerta dei partecipanti al mercato applicabile – lo si ripete – nel caso in cui dette offerte siano state rifiutate e riconducibile direttamente all'articolo 2 del REMIT così come chiarito da ACER (par. 6.3.2, p.to 315, lett. t) e nota n. 139), cui – sempre il REMIT (art.16) – ha demandato, in via generale, l'obiettivo di assicurare che le autorità nazionali svolgano i compiti a loro ivi assegnati in maniera coordinata e coerente e, in particolare, l'obbligo di pubblicare sia indicazioni sull'applicazione delle definizioni di cui all'articolo 2 REMIT sia indicatori non esaustivi ed esempi di comportamento del mercato riguardante la manipolazione del mercato.

66. L'analisi delle offerte di A2A condotta da ARERA sulla base di quel *benchmark* è quindi in linea con le indicazioni di ACER, considerato che – contrariamente a quanto sostiene la società – non è vero, né sarebbe logico assumere il contrario, che la necessaria coerenza tra prezzo e costi marginali (compresi i costi opportunità) sarebbe limitata al caso teorico di assenza di fallimenti di mercato.
67. Infine, sempre con riferimento all'argomento difensivo in questione (“*absent market failures*”), nella relazione economica post CRI la società, pur ammettendo che anche in un mercato caratterizzato da fallimenti di mercato potrebbero verificarsi manipolazioni di mercato, afferma che “*il loro contenuto e la loro portata possono discostarsi da quelli (facilmente) codificabili per un mercato ideale privo di fallimenti*” e che, quindi, “*anche il comportamento di offerta non manipolativo assunto come riferimento per individuare le istanze [rectius, condotte] di manipolazione e la loro portata deve essere coerente con le specifiche condizioni del mercato sotto esame*” (par. 3.14 della relazione economica post CRI). Conclusione che, a parere della società, sarebbe coerente con il richiamo nelle linee guida ACER alla necessità di effettuare analisi caso per caso che non sarebbero necessarie se le manipolazioni potessero essere individuate confrontando meccanicisticamente i prezzi di offerta e i corrispondenti costi marginali di breve periodo (*ibidem*).
- E tuttavia l'argomento difensivo appare privo di fondamento anche in questa versione per le ragioni che seguono: a) come si è detto sopra, la nota n. 143 non pone affatto una regola di condotta o un *benchmark* di riferimento condizionato all'assenza di fallimenti di mercato e nemmeno – come prospetta A2A nella relazione economica post CRI – una regola di condotta o un *benchmark* di riferimento suscettibile di essere “ammorbidita” in presenza di fallimenti di mercato, in quanto detta nota è meramente descrittiva del sistema di formazione del prezzo di mercato e non della condotta del singolo operatore; b) d'altra parte, le analisi caso per caso che A2A evoca non hanno affatto ad oggetto, e non potrebbero avere ad oggetto, il contenuto della regola di condotta; esse si riferiscono, infatti, alle “circostanze e specificità del mercato”, ossia ad elementi oggettivi che l'Autorità deve prendere in considerazione quando verifica se una certa condotta di trattenimento integra o meno una violazione dell'articolo 5 del REMIT, quali – come testualmente indicato nella nota a piè di pagina n. 142 – l'orizzonte temporale e il tipo di mercato in cui questa si realizza, tutti elementi puntualmente considerati dall'Autorità nell'ambito del presente procedimento; c) dall'accoglimento della tesi di A2A deriverebbe l'oggettiva indeterminatezza della regola di condotta che invece risulta chiarissima dalle previsioni del REMIT come chiarite dalle linee guida ACER; se infatti il trattenimento economico della capacità vietato dal REMIT consiste nel “*to offer available generation capacity at prices which are above or at the market price and do not reflect the marginal cost (including opportunity cost) of the market participant's asset, which results in the related wholesale energy product not being traded or related asset not being dispatched*” (nota 139 delle linee guida ACER), a fronte di offerte rifiutate, la chiara regola di condotta per valutare la sussistenza di una violazione

dell'articolo 5 del REMIT, *sub specie* di trattenimento economico di capacità, è che la capacità di generazione sia stata offerta ad un prezzo non superiore al costo marginale dell'impianto, comprensivo del costo opportunità e sempre salve le legittime motivazioni dedotte dal partecipante al mercato a giustificazione della propria condotta.

68. Appare infine priva di pregio anche la replica alla CRI relativa ai correttivi dei fallimenti di mercato e in particolare al c.d. “mercato della capacità”, contenuta nella relazione economica post CRI (pagg. 19-20). Anzitutto, diversamente da quanto sostenuto da A2A, il Responsabile del procedimento nella comunicazione delle risultanze istruttorie non ha affermato che “*se gli effetti del fallimento di mercato del mercato sono corretti dall'intervento regolatorio, l'identità tra il comportamento non manipolativo e offerte al costo marginale (più l'eventuale costo opportunità) torna ad essere valida*” (par. 3.41 della relazione economica post CRI). Il Responsabile del procedimento ha infatti contestato *in radice* il significato che la società ha attribuito all'inciso “in assenza di fallimenti di mercato”, richiamando i correttivi ai fallimenti di mercato solo per dare conto del fatto che l'esistenza di detti fallimenti è ben nota al Regolatore, essendo il presupposto di alcuni dei suoi interventi e non può di per sé costituire un ostacolo all'applicazione del REMIT. In secondo luogo, risulta privo di fondamento l'argomento relativo all'insufficienza del *capacity market* a coprire i costi fissi di impianti già esistenti, come quelli oggetto del presente procedimento. Vero è che il *capacity market*, per gli impianti già esistenti, copre solo i costi necessari a mantenere operativa l'unità di produzione esistente, ma ciò avviene per il semplice fatto che questi impianti non necessitano di incentivi per la loro realizzazione (ma appunto solo per rimanere operativi); se poi i CCGT sono entrati in eccesso rispetto al mix tecnologico ottimale, un mercato che funzioni correttamente non può garantire la copertura dei costi fissi.
69. Con riferimento all'Appendice B alla relazione economica post CRI – con la quale la società intende mostrare che con una strategia di offerta al costo marginale, pure associata al *capacity market*, il recupero dei costi totali sarebbe per gli impianti termoelettrici *[omissis]* strutturalmente impossibile, mentre gli impianti termoelettrici *[omissis]* realizzerebbero rendite inframarginali pari a *[omissis]* euro/MWh mediamente sull'intero anno – si osserva quanto segue. L'analisi non fornisce, invero, alcun elemento aggiuntivo rispetto alle acquisizioni conoscitive condivise dal settore elettrico e sottese alla normativa eurounitaria, nonché alla regolazione settoriale. L'Appendice B, infatti, non fa che esplicitare quanto già evidenziato dalla nota a piè di pagina n. 143 delle linee guida ACER della quale l'esercente ha erroneamente richiamato l'inciso “*absent market failures*”. Come si è già detto sopra, nelle ore di adeguatezza, il prezzo viene fissato dalla tecnologia marginale, ossia dalla tecnologia che ha i costi marginali più alti (*[omissis]*); in tali ore le tecnologie inframarginali otterranno rendite legittime che possono essere usate per coprire i costi fissi; in condizioni di scarsità, quando la capacità di generazione disponibile non è sufficiente a soddisfare la domanda, il prezzo di equilibrio del mercato è fissato al valore

stimato dell'energia non servita, ossia il *Value of Lost Load* (VoLL), per la domanda inelastica. In queste ore, tutte le tecnologie di generazione ottengono rendite che possono essere usate per coprire i costi fissi. È ben noto che le condizioni di scarsità si verificano in poche ore ed è proprio per questo che in Italia si è introdotto il *capacity market*, un sistema che garantisce adeguati investimenti in tecnologie considerate determinanti per soddisfare la domanda (che non verrebbero altrimenti adeguatamente remunerate), limitando i picchi di prezzo allo *strike price*.

Pur volendo accedere all'ipotesi di A2A – e cioè che, anche considerando il *capacity market*, offrire al costo marginale non consentirebbe il recupero dei costi totali per una parte rilevante del parco CCGT – ciò non sarebbe sufficiente ad escludere la violazione dell'art. 5 del REMIT. Al contrario, la pretesa stessa (sottesa all'Appendice B) di vedersi garantita la copertura dei costi fissi, con una remunerazione del capitale investito in media del [omissis]% per ciascun anno: (i) da un lato, contraddice la logica di mercato sottesa al Regolamento (UE) n. 2019/943 che pure A2A ha ripetutamente richiamato nello svolgimento delle proprie difese (che certo non può garantire la copertura dei costi fissi, né un livello equo di redditività degli investimenti) e (ii) dall'altro lato, non trova alcun fondamento nel REMIT che si limita a vietare condotte che hanno l'effetto di fissare il prezzo ad un livello artificioso, ossia diverso da quello che sarebbe emerso da un'interazione equa e concorrenziale tra domanda e offerta. L'impossibilità di coprire i costi fissi di un certo tipo di impianti su uno specifico anno non giustifica in alcun modo una strategia di offerta a prezzo superiore al costo marginale di breve periodo. Come si è già evidenziato, infatti, l'operatore che offra la quantità prodotta da un certo impianto ad un prezzo superiore al costo marginale di breve periodo dell'impianto con il risultato di non vendere quella quantità sta di fatto rinunciando a ricavi certi e a possibili rendite inframarginali che contribuirebbero proprio a coprire parte dei costi fissi di quell'impianto. Dunque, con l'argomento che tenta di giustificare la condotta di trattenimento economico di capacità (e quindi la mancata vendita di energia elettrica) con l'esigenza di coprire i costi fissi degli impianti meno efficienti (cioè con i più alti costi variabili) la società in sostanza rivendica il "diritto" ad offrire la capacità di generazione degli impianti meno efficienti al prezzo superiore al loro costo marginale di breve periodo in modo da "sostenere" il prezzo di mercato ad un "livello artificioso" e da coprire, con i maggiori ricavi derivanti dalla vendita delle quantità prodotte dagli *altri* impianti del proprio parco di generazione (quelli non oggetto di trattenimento), anche i costi fissi degli impianti che hanno trattenuto la propria capacità, offrendola ad un prezzo troppo alto.

Inoltre, gli esiti dell'analisi di "dispacciamento al costo" degli impianti termoelettrici per l'anno 2022 indicati nell'Allegato B non sono in alcun modo rappresentativi della effettiva redditività di detti impianti, né tanto meno della redditività dell'attività di generazione di A2A i cui impianti di generazione con tecnologie diverse dal termoelettrico beneficiano, come è naturale, delle rendite inframarginali tipiche del *marginal price system*. A tal riguardo è sufficiente

osservare che gli esiti dell'analisi indicati nell'Appendice B derivano dalle seguenti assunzioni che non trovano riscontro nella realtà: a) tutti i [omissis] impianti termoelettrici presi in considerazione offrono al proprio costo marginale, laddove – come si è visto – la regola dell'offerta al costo marginale è funzionale solo ad una prima verifica di compatibilità con il REMIT di offerte che siano state rifiutate (mentre è ben possibile offrire ad un prezzo superiore al costo marginale, purché dette offerte vengano accettate, con ciò ottenendo un *mark-up* lecito); b) non vengono presi in considerazione i ricavi da MSD, il che, oltre a sottostimare la redditività degli impianti in questione, risulta incoerente con gli elementi di fatto acquisiti al procedimento per il tramite delle difese svolte da A2A sul costo opportunità (cfr. *infra*). Inoltre, l'analisi di cui all'Appendice B si riferisce all'anno 2022 e non è pertanto rappresentativa della redditività media annua degli impianti oggetto di analisi: come ripetutamente affermato dalla società, da ultimo nell'audizione finale innanzi al Collegio, il 2022 è stato caratterizzato da una redditività negativa a differenza di quanto avvenuto negli anni compresi tra il 2015 e il 2024 (nella relazione economica di fase istruttoria il rendimento sul capitale investito nell'attività di generazione per il 2022 è indicato pari a [omissis]%, a fronte di un rendimento annuo nel periodo 2015-2024 pari a [omissis]%; cfr. pagg. 28-30).

Per tutte le ragioni sopra esposte l'analisi condotta nell'Appendice B risulta del tutto inidonea a giustificare la condotta ascritta alla società.

70. Infine, con riguardo all'articolo 6 del d.l. n. 21/2026, oltre a quanto già richiamato in ordine ai principi di cui al Regolamento (UE) n. 2019/943, è sufficiente in questa sede evidenziare che detta previsione: a) si limita ad attribuire un compito all'Autorità, senza porre direttamente una regola di condotta per gli operatori di mercato, e dunque è *per materia* estranea al presente procedimento; b) in ogni caso, alla luce del principio di irretroattività, *ratione temporis* non troverebbe applicazione nel presente procedimento che si riferisce ad una condotta posta in essere nel mese di [omissis] 2022. A ciò può aggiungersi quanto già osservato dal Responsabile del procedimento in ordine al fatto che, nonostante il carattere non vincolante in senso stretto dei contenuti delle linee guida ACER, la Corte di Giustizia UE è chiara nel riconoscere a tale tipologia di atto una dignità giuridica tale da comportare un sostanziale obbligo di motivazione per l'autorità che intenda discostarsene, ciò che la presente Autorità (condividendone i contenuti ermeneutici) non ha mostrato alcuna intenzione di fare. E ciò, si badi, nella ferma convinzione che le linee guida ACER non innovino il dettato normativo del REMIT, ma abbiano esclusivamente natura interpretativa. Basti notare che il REMIT prevede, all'articolo 6 (già del Regolamento UE 1227/2011, sostanzialmente invariato nella versione vigente), che sia la Commissione con un atto delegato a poter “*modificare il presente regolamento: i) allineando le definizioni di cui all'articolo 2, punti 1), 2), 3) e 5), al fine di assicurare la coerenza con altre pertinenti normative dell'Unione nei settori dei servizi finanziari e dell'energia; ii) aggiornando le definizioni di cui a punto i) al solo scopo di tener conto degli sviluppi futuri sui mercati dell'energia all'ingrosso*”: è

di tutta evidenza che proprio per la natura interpretativa delle linee guida ACER, sul punto la Commissione ha ritenuto non necessario un proprio intervento in tal senso, neppure in occasione della iniziativa legislativa di revisione del REMIT, quando ha scelto, piuttosto, di confermare la definizione di manipolazione di mercato previgente a cui si ascrive la fattispecie del trattenimento economico di capacità in discussione enucleata già nella versione 2019 delle linee guida ACER.

II. Sulle asserite criticità della metodologia adottata da Arera e dell'applicazione dell'analisi what-if

72. La società ritiene che la metodologia impiegata da ARERA per accertare la sussistenza e l'esercizio della capacità di influenzare il prezzo di mercato non sarebbe attendibile per diverse ragioni, nessuna delle quali tuttavia idonea a superare le chiare evidenze emerse nel corso del procedimento.
73. Quanto al primo argomento difensivo, vale quanto affermato dal Responsabile del procedimento, ossia che ai sensi del REMIT la manipolazione di mercato consiste, per quanto di interesse, nella conclusione di qualsiasi transazione oppure la trasmissione di qualsiasi ordine di compravendita in prodotti energetici all'ingrosso che consenta, o sia intesa a consentire, tramite l'azione di una o più persone che agiscono in collaborazione, di fissare il prezzo di mercato di uno o più prodotti energetici all'ingrosso a un livello artificioso. Il perimetro dell'analisi *what-if*, e quello del presente procedimento sanzionatorio che ne è occasionato, è costituito dalla *sola* condotta di A2A (e non da una ipotetica e mai verificata condotta manipolativa posta in essere da più operatori in collaborazione tra loro), e non v'è alcuna incompatibilità o incongruenza in questa scelta di indagine rispetto al REMIT, come riconosciuto dallo stesso esercente (pag. 22, della relazione economica post CRI).
74. Né la circostanza che l'algoritmo utilizzato nel procedimento possa, in linea teorica, sovrastimare l'eventuale sovrapprezzo complessivo causato dalle strategie di offerta di ciascun generatore (nel caso in cui più di uno di essi attui condotte di trattenimento) incide sull'accertamento della violazione dell'articolo 5 del REMIT.
75. La metodologia utilizzata dall'Autorità ai fini dell'accertamento della violazione della manipolazione di mercato sotto forma di trattenimento economico della capacità può essere schematizzata in tre fasi:
 - fase 1: la verifica che (i) il costo marginale dell'impianto sia inferiore al prezzo di mercato; (ii) il prezzo offerto per la capacità di generazione di quell'impianto sia superiore o uguale al prezzo di mercato; (iii) l'offerta non sia stata accettata;
 - fase 2: la verifica che dal trattenimento sia derivato un impatto sul prezzo di mercato;
 - fase 3: la verifica dell'assenza di giustificazioni legittime.
76. La verifica di cui alla fase 2 (quella alla quale si riferisce l'argomento difensivo della non additività) è stata effettuata isolando la condotta di A2A e confrontando

l'esito osservato (cioè quello reale) con uno scenario alternativo in cui tale condotta non fosse stata posta in essere e *mantenendo inalterate le offerte degli altri operatori*. Né, d'altra parte, detta verifica avrebbe potuto essere condotta diversamente, considerato che il procedimento ha avuto ad oggetto la condotta del singolo operatore A2A per un periodo di tempo limitato ad un solo mese.

77. Dalle verifiche effettuate dall'Autorità è emerso che, se A2A nel mese di [omissis] 2022 avesse offerto la capacità di generazione delle [omissis]UP oggetto del presente procedimento al costo marginale di breve periodo, il PUN e il prezzo della zona di offerta [omissis] sarebbero stati inferiori a quelli effettivamente registrati, di un valore che in media, nel mese di [omissis], è stato individuato pari, rispettivamente, a circa [omissis] €/MWh. Ciò è sufficiente ai fini dell'integrazione dell'illecito, potendo eventualmente rilevare l'esatta quantificazione di detto incremento solo ai fini della quantificazione della sanzione (ma su questo vedi *infra*).
78. L'argomento difensivo relativo alla pluralità degli scenari controfattuali presi in considerazione dall'Autorità è del tutto fuorviante, inferendo da un affinamento istruttorio condotto a tutto favore della società un elemento intrinseco di asserita incoerenza del metodo. Al contrario, la considerazione di tre scenari controfattuali è, con tutta evidenza, la migliore espressione di un approccio istruttorio prudentiale e progressivo, volto a ricostruire, in favore della società, programmi tecnicamente fattibili (in base alle informazioni fornite da A2A stessa) e profittevoli (così da evitare di considerare cicli di produzione con marginalità negative). Ed infatti, ad una simulazione preliminare con un impatto medio di [omissis] €/MWh, ne è seguita un'altra con un impatto medio di [omissis] €/MWh e un'altra ancora con un impatto [omissis] €/MWh (tutti gli impatti sono sulla zona [omissis]). L'asserita "indeterminatezza" del comportamento non manipolativo è dunque priva di fondamento, essendo il criterio chiaramente identificato: il prezzo deve riflettere l'interazione concorrenziale tra domanda e offerta, ossia essere coerente con i fondamentali di mercato; offerte sistematicamente superiori al costo marginale e tali da non essere accettate costituiscono una prova di trattenimento economico di capacità. Tale criterio è unico e coerente: i diversi controfattuali sono semplicemente strumenti per verificarne l'applicazione concreta.
79. Quanto al terzo argomento difensivo sulla metodologia, è evidente che detta metodologia si fonda su informazioni complete relative alle offerte di mercato perché esse sono indispensabili per valutare gli effetti della condotta sul mercato. In particolare, la verifica della capacità di una condotta di influenzare il prezzo richiede necessariamente la ricostruzione dell'equilibrio di mercato effettivo e controfattuale e una tale ricostruzione può essere effettuata solo sulla base dell'insieme completo delle offerte effettivamente presentate. Il confronto tra lo scenario reale e quello controfattuale non è dunque funzionale a riprodurre il contesto entro il quale si è svolto il processo decisionale dell'operatore, ma a misurare in modo oggettivo e prudentiale, gli effetti della condotta sul prezzo di mercato, in linea con il REMIT e con le linee guida ACER. D'altra parte,

l'imprecisione delle previsioni *ex ante* non giustifica strategie sistematiche di offerta non competitive. Vero è che un operatore, al momento della presentazione delle offerte, può basarsi solo su aspettative (imperfette) circa il comportamento degli altri partecipanti, ma ciò è irrilevante ai fini del presente procedimento, poiché si tratta di una circostanza che vale per tutti gli operatori e tale da non giustificare, di per sé, strategie di offerta sistematicamente disallineate dai fondamentali. Nel caso di specie, le evidenze istruttorie mostrano che per alcune UP le offerte di A2A sono state sistematicamente collocate a livelli tali da non essere accettate, circostanza in alcun modo riconducibile alla normale incertezza che caratterizza ogni valutazione prognostica.

80. Con riferimento all'argomento difensivo relativo all'asserita sottostima dei costi di generazione, si osserva che la determinazione dei costi di generazione nel procedimento si basa su: a) dati osservabili sui mercati spot del combustibile (il gas naturale) e dei permessi di emissione di CO₂; b) sulle caratteristiche tecniche degli impianti fornite direttamente da A2A. Sotto il primo profilo, per il calcolo del costo variabile, l'Autorità ha considerato, come riferimento per il prezzo del gas naturale, il prezzo SAP (*System Average Price*) al momento della chiusura del mercato elettrico, al fine di tenere conto della criticità espressa dalla società nella prima audizione di prevedere il prezzo del gas alla chiusura del mercato giornaliero e, come riferimento per il costo dei diritti di emissione di anidride carbonica, il prezzo reso disponibile da *Albasoluzioni*. Sotto il secondo profilo, le ipotesi di rendimento degli impianti oggetto del presente procedimento sono state formulate come segue: i) per ogni UP è stato scelto il rendimento medio corrispondente ad un fattore di carico pari o superiore al [omissis]% (calcolato rispetto alla massima potenza disponibile dichiarata da A2A in MSD *ex-ante*) nei mesi di gennaio, febbraio, marzo, ottobre, novembre e dicembre dell'anno 2022 (la scelta dei mesi è stata orientata dall'esigenza di considerare periodi con temperature non troppo diverse tra di loro, escludendo quei mesi che, nel corso del 2022, sono stati caratterizzati da una significativa siccità che ha determinato un degrado dei rendimenti dei cicli combinati localizzati lungo il bacino del fiume Po); ii) sono stati considerati il tempo di avviamento e i profili di rampa associati alle diverse condizioni iniziali [omissis] specifici per ciascuna UP; iii) il costo variabile di ciascuna UP durante le ore di rampa è stato calcolato tenendo conto della minore efficienza delle unità di produzione rispetto alle ore in cui la programmazione è superiore alla potenza minima; iv) per le UP di taglia maggiore ([omissis] MW), dotate di due assetti di funzionamento, il costo variabile è stato calcolato tenendo conto anche della minore efficienza, rispetto al funzionamento a potenza massima, nelle ore in cui la programmazione in esito alle simulazioni risulta strettamente maggiore di potenza minima dell'UP e minore o uguale alla potenza massima del primo assetto dell'UP.
81. Più specificamente:
- quanto alle asserite approssimazioni nella rappresentazione delle curve di rendimento degli impianti di A2A, l'argomento è inficiato dalla sua stessa assunzione consistente nell'applicazione per gli impianti oggetto del

procedimento di un fattore di carico del [omissis]%, come indicato nella relazione economica post CRI: detto valore corrisponde, infatti, al livello medio osservato nel mese di [omissis] 2022, ossia nel periodo in cui gli impianti risultano avere adottato la condotta oggetto di contestazione; esso rappresenta dunque un parametro endogeno alla condotta contestata e come tale è del tutto inidoneo ad essere assunto come riferimento al fine di ottenere una stima del rendimento non influenzata dalla condotta stessa. Del tutto fuorviante è poi il confronto tra la asserita sottostima del costo marginale (pari a [omissis] €/MWh) e l'impatto stimato della condotta di trattenimento sul prezzo ([omissis] €/MWh), nell'assunto che tale differenza possa annullare l'effetto della condotta contestata sul prezzo: i due valori non sono infatti in alcun modo comparabili in quanto l'impatto sul prezzo non dipende solo dal livello del costo marginale ma dal complessivo equilibrio di mercato e quindi dal posizionamento relativo delle offerte e dal livello del prezzo di mercato; anche ammettendo per assurdo che la metodologia utilizzata dall'Autorità abbia determinato una sottostima del costo marginale per un importo pari a [omissis] €/MWh, da ciò non potrebbe in alcun modo inferirsi una pari riduzione degli effetti della condotta di trattenimento sul prezzo di mercato, potendo quest'ultimo rimanere invariato in presenza di determinate condizioni di equilibrio;

- b. né – a fronte dell'ampio contraddittorio garantito all'esercente e delle ipotesi sempre più favorevoli elaborate dagli Uffici dell'Autorità al fine di tenere conto delle specificità di volta in volta richiamate dalla società – può trovare accoglimento l'argomento relativo alla mancata considerazione da parte degli Uffici dell'Autorità di specifiche modalità di approvvigionamento di gas e dei diritti di emissione di CO₂, mai richiamate dalla società nella fase istruttoria del procedimento (e nemmeno in quella preistruttoria); tanto più che l'argomento fa riferimento a dati interni all'impresa, non verificabili, e che, di nuovo come sopra, lo scostamento dai dati presi a riferimento dall'Autorità (che sono dati disponibili a tutti) non avrebbe comunque un effetto diretto sull'impatto che le contestate strategie di offerta hanno avuto sul prezzo di mercato;
- c. quanto alla mancata considerazione di alcune voci di costo nella determinazione costo marginale di breve periodo, si osserva che: i) sulla base dell'analisi della documentazione fornita dalla stessa società, si conferma che i costi di manutenzione degli impianti (c.d. costi O&M), non avendo natura di "costi variabili", non sono qualificabili come costi evitabili nell'orizzonte temporale di MGP e pertanto non debbano essere inclusi nel CVS_{gas}; a ciò deve aggiungersi che tutti gli impianti CCGT di A2A sono risultati assegnatari nell'asta madre del mercato della capacità con consegna nel 2022, caratterizzata da una valorizzazione massima del premio per la capacità esistente pari a 33.000 €/MW/anno; tale premio è finalizzato a coprire i c.d. costi fissi operativi - che in sostanza afferiscono ai costi di esercizio e manutenzione degli asset produttivi - ai sensi della delibera

363/2019/R/eel; ii) gli oneri di sbilanciamento – ad ogni modo esigui e non prevedibili ex ante – non sono stati inclusi in quanto derivanti da errori di programmazione imputabili allo stesso esercente; iii) come osservato nella comunicazione delle risultanze istruttorie, l’Autorità ha tenuto conto nel calcolo del costo variabile anche di una componente di oneri generali: al corrispettivo giornaliero per la capacità di trasporto sono state aggiunte, in quanto costi variabili, le componenti tariffarie addizionali a copertura di oneri di carattere generale del sistema gas che gravano sui clienti finali allacciati alla rete di trasporto;

- d. in ogni caso, l’asserita sottostima dei costi variabili lamentata da A2A, comprensiva di *tutto* quanto la società ha portato all’attenzione dell’Autorità lungo tutto il procedimento, risulterebbe comunque sostanzialmente compensata dalla sovrastima dei costi [*omissis*].

82. Alla luce di quanto esposto nei due punti precedenti, le censure mosse al calcolo dei costi variabili di generazione degli impianti oggetto del procedimento non risultano in alcun modo idonee ad inficiarne gli esiti.

83. Con riferimento all’argomento relativo all’onere della prova sui costi opportunità (che a parere dell’esercente sarebbe troppo gravoso e impossibile da soddisfare), occorre considerare che:

- a. l’articolo 2, numero 2, lett. a) punto ii) del REMIT prevede espressamente che – a fronte di un’operazione o un ordine di compravendita che abbia consentito di fissare il prezzo a un livello artificioso – sia configurabile una manipolazione del mercato “*a meno che la persona che ha compiuto l’operazione o che ha impartito l’ordine di compravendita dimostri che le sue motivazioni per compiere tale operazione o ordine sono legittime e che detta operazione o ordine è conforme alle prassi di mercato ammesse sul mercato all’ingrosso in questione*”;
- b. per tale ragione, le linee guida ACER:
 - i. al punto 281, confermano che “*the burden of proof lies on the suspected market participant, since it is expected from this person to establish the legitimacy and conformity to accepted market practices of the suspected behaviour*”;
 - ii. al punto 315 – premesso che il trattenimento economico di capacità non integra automaticamente una manipolazione di mercato in violazione dell’articolo 5 del REMIT e che la prima verifica da effettuare riguarda la capacità del soggetto che trattiene capacità di generazione di influenzare il prezzo di mercato – conferma che la seconda verifica da effettuare è “*whether the market participant has any legitimate technical, regulatory and/or economic justification for not offering its available generation capacity or for offering it above the marginal cost*”, precisando nella nota a piè di pagina n. 147 che le “giustificazioni economiche legittime” consistono esclusivamente nei costi opportunità (“*i.e. opportunity costs*”) che sono rappresentati dal “*expected value of the most valuable choice that was not taken. In wholesale electricity*

markets, this can, for example, represent offering at a different point in time for energy-limited available generation assets, e.g. reservoir hydropower units. It can also represent offering in a different sequential market (such as forward, day-ahead or intraday markets) for available generation assets, based on said expectations. Ultimately, the expectation on the value of electricity in real time, including expected outages and considering the volume to be traded, will impact the opportunity costs”.

84. Dunque, non v'è dubbio che – a fronte del trattenimento di capacità di generazione da parte di un soggetto capace di influenzare il prezzo di mercato – spetti all'operatore provare di avere avuto delle legittime giustificazioni per offrire la propria capacità di generazione ad un prezzo superiore al costo marginale e che le uniche legittime giustificazioni economiche richiamate dalle linee guida ACER siano i costi opportunità.
Tale onere non è stato assolto dall'operatore economico.
85. A tal riguardo, occorre in via preliminare osservare che – sebbene la considerazione del costo opportunità nel calcolo del costo variabile sia del tutto condivisibile – l'“opportunità” i cui costi (in termini di rinuncia) l'operatore può includere nel “costo marginale di breve periodo” quando determina il prezzo dell'offerta non deve consistere nell'opportunità di esercitare il proprio (ed eventualmente maggiore) potere di mercato nei mercati successivi a quello oggetto di verifica. In caso contrario, quel presunto costo opportunità finirebbe per rappresentare unicamente l'anticipazione — nei mercati antecedenti, incluso MGP — degli effetti dannosi delle manipolazioni che si manifesterebbero nei mercati successivi. Per tale ragione non è di per sé sufficiente evidenziare che la profittabilità delle UP in MSD sia comparabile a quella in MGP per dimostrare l'esistenza e il computo di costi opportunità nella strategia di offerta in MGP.
86. Premesso quanto sopra, l'argomento difensivo sui costi opportunità svolto dall'esercente, per il tramite dei propri consulenti economici, nel corso del procedimento sanzionatorio è infondato anche per numerose altre ragioni.
87. Esso anzitutto risulta incoerente con le difese svolte dallo stesso esercente in fase preistruttoria, peraltro mai abbandonate ed anzi ribadite sia nel corso del procedimento che in sede giurisdizionale avverso gli atti endoprocedimentali (determina di avvio e CRI). Chiamato a fornire spiegazioni della propria condotta, l'esercente nella fase preistruttoria ha infatti affermato di avere offerto a prezzi superiori al costo marginale, non perché avesse considerato nella propria “funzione di costo” il costo opportunità associato al servizio di avviamento in MSD, ma perché, solo in questo modo, avrebbe recuperato dei costi non riconducibili alla nozione di costo opportunità (nella specie, i costi fissi, i costi di manutenzione, i costi di prenotazione della capacità di trasporto del gas naturale).
88. A tal riguardo, con riferimento alle difese svolte in fase preistruttoria, deve confermarsi nel merito quanto già evidenziato dal Responsabile del procedimento nella CRI, ossia che le giustificazioni fornite dall'esercente (cfr. punto 6 del presente provvedimento) non costituiscono legittime giustificazioni economiche

e tecniche per aver l'esercente trattenuto economicamente parte della propria capacità disponibile, offrendo le UP CCGT a prezzi superiori al CVS.

Infatti:

- a. il costo marginale di breve periodo, ossia il costo marginale inclusivo di eventuali costi opportunità, sicuramente non include né i costi fissi di investimento né i costi fissi di esercizio e manutenzione che sono entrambi “costi inevitabili” in base all’anticipo con cui MGP si svolge rispetto alla consegna dell’energia elettrica;
 - b. il costo della capacità di trasporto del gas naturale dal PSV ai siti delle UP CCGT è un costo variabile se la capacità di trasporto è prenotata su base giornaliera oppure non è prenotata del tutto e, in entrambi i casi, deve essere incluso nel costo marginale; nelle simulazioni effettuate si è adottata un’ipotesi a favore della società, ovvero si è ipotizzato che tutte le UP CCGT di A2A non abbiano prenotato la capacità di trasporto [omissis]. Per semplificare il calcolo del CVS_{gas}, quindi, ARERA ha assunto sistematicamente tale ipotesi;
 - c. in aggiunta a quanto esposto sub a., i costi di manutenzione degli impianti sono costi fissi inevitabili in base all’anticipo con cui MGP si svolge rispetto alla consegna dell’energia elettrica; pertanto, non possono essere inclusi nel CVS;
 - d. nelle simulazioni, prudenzialmente, si è tenuto conto delle caratteristiche tecniche e dei vincoli intertemporali delle singole UP CCGT, come forniti dalla stessa A2A (in particolare per i tempi di avviamento, di presenza in servizio e fuori servizio delle singole UP CCGT) e assunti integralmente ai fini delle elaborazioni controfattuali, ed è stato scelto il valore più alto possibile del costo di prenotazione della capacità di trasporto del gas naturale.
89. Oltre ad essere incoerente con le difese svolte in fase preistruttoria (che per le ragioni appena sopra esposte risultano infondate), l’argomento sul costo opportunità come svolto dall’esercente nel corso del procedimento è, in via generale, privo di pregio perché in contrasto con la teoria economica. Per loro stessa definizione, i costi-opportunità rappresentano infatti il valore atteso della scelta più valida che non è stata presa da un operatore economico (cfr. per tutti, Buchanan, J. M. (1969), *Cost and Choice: An Inquiry in Economic Theory*, Chicago, Markham Publishing Company, cap. 3, p. 43, edizione Liberty Fund 1999). Dunque, affinché essi possano costituire una legittima giustificazione economica al trattenimento economico di capacità il partecipante al mercato deve averli presi in considerazione *ex ante*, dovendo appunto giustificare di aver offerto ad un prezzo superiore al costo marginale dell’UP perché quel prezzo rifletteva, secondo le proprie stime, il valore della migliore alternativa alla quale stava rinunciando al momento dell’offerta in MGP, nella specie il valore atteso del servizio di avviamento in MSD (che è l’unico costo opportunità richiamato dall’esercente nel corso del procedimento).

90. Alla luce delle dichiarazioni di cui al punto precedente, risulta pertanto del tutto fallace l'argomento difensivo che fa discendere dalla considerazione *ex post* che alcuni degli impianti che hanno trattenuto economicamente la capacità in MGP hanno poi realizzato effettivamente dei profitti in MSD (asseritamente comparabili con quelli che l'esercente avrebbe realizzato se avesse offerto in MGP al costo marginale) la conclusione che le offerte ad un prezzo più alto del costo marginale in MGP fossero per ciò solo legittime.
91. D'altra parte, che, contrariamente a quanto sostenuto nel corso del procedimento dai consulenti economici della società, l'esercente *al momento* della determinazione del prezzo delle offerte in MGP oggetto di contestazione (e quindi *ex ante*) non abbia considerato il costo opportunità relativo ai profitti che avrebbe potuto ottenere in MSD con il servizio di avviamento risulta chiaramente dall'insieme delle seguenti circostanze di fatto:
- i. nel corso dell'audizione della fase preistruttoria, la società – oltre a giustificare la propria condotta con ragioni in alcun modo riconducibili al servizio di avviamento in MSD – ha dichiarato che, stante l'avvio del mercato della capacità a inizio 2022, le *probabilità* che le proprie UP fossero commercializzate in MSD *erano ridotte*, motivo per il quale la società avrebbe avuto tutto l'interesse a massimizzare la produzione in MGP se avesse operato come soggetto *price-taker*;
 - ii. la stessa società nel corso dell'audizione della fase preistruttoria ha dichiarato che per le UP di taglia più piccola – dell'ordine dei [omissis] MW – caratterizzate da una ridotta banda di modulazione, da minore efficienza e, quindi, da costi unitari più elevati, il riferimento economico adottato nella formulazione delle offerte è rappresentato dalla stima dello *strike price*, ossia dal costo variabile standard di un impianto turbogas a ciclo aperto – ovvero il costo più alto nel parco elettrico nazionale – [omissis]; nella stessa sede la società ha poi affermato che [omissis] lo *strike price* ha costituito il riferimento anche per la programmazione di tutte le sue UP [omissis]; dunque, per stessa ammissione dell'esercente, la capacità di generazione delle sue UP è stata offerta [omissis] allo *strike price* – e quindi secondo una logica intrinsecamente diversa da quella volta a tenere conto dei costi opportunità – [omissis] per le UP di taglia più piccola [omissis] per tutte le UP;
 - iii. nel corso della fase decisoria del procedimento, gli stessi consulenti economici della società hanno insistito sulla difficoltà/impossibilità di trasferire sui prezzi di offerta il costo opportunità associato al servizio di avviamento offerto in MSD, concludendone che “*quello che rileva (...) è che l'esito prodotto dalla strategia di offerta adottata determini l'impiego della capacità di generazione nell'utilizzo in cui ha maggiore valore*” e con ciò confermando che *al momento delle offerte in MGP* l'esercente non ha considerato il costo opportunità associato alla partecipazione al mercato successivo, ossia al MSD; nel merito, anche ammessa l'impossibilità di formulare una offerta in €/MWh che renda il soggetto indifferente fra

l'offrire in MGP e l'offrire in MSD, l'operatore avrebbe comunque potuto esibire la stima della marginalità attesa su MSD per il "servizio di avviamento" tenuta in conto nel momento in cui ha offerto su MGP in base alle condizioni di mercato e alle serie storiche disponibili, come dimostra l'esempio di cui ai punti 4.77-4.81, invece che pretendere di giustificare la condotta in MGP con gli esiti del MSD, nell'assunto che calcolare i costi-opportunità sia *in radice* impossibile;

- iv. in risposta alla richiesta di informazioni formulata in fase decisoria, la società ha ammesso che almeno per [omissis] delle [omissis] UP oggetto di contestazione ([omissis]) *"l'azienda non riteneva probabile l'avviamento su MSD o la vendita di volumi rilevanti"*.

92. In considerazione di tutto quanto esposto sopra, la giustificazione economica (tardivamente) addotta dalla società a supporto della propria strategia di offerta della capacità delle UP oggetto del presente procedimento non è attendibile, in quanto non trova riscontro nel complesso degli elementi acquisiti al procedimento.

93. In ogni caso, va osservato che, gli approfondimenti condotti in fase decisoria hanno evidenziato l'inattendibilità delle giustificazioni *ex post* addotte dall'operatore economico; i dati riportati dalla società nella Tabella 3 della relazione economica di fase istruttoria a sostegno del proprio argomento difensivo non sono significativi, in quanto – oltre ad essere parziali (riferendosi a solo [omissis] delle [omissis] UP oggetto del procedimento, senza tenere conto delle UP [omissis], per le ragioni viste sopra) – risultano fondati su una serie di assunzioni non condivisibili che determinano una sottostima delle c.d. "marginalità controfattuali". In particolare, dall'esame della risposta alla richiesta di informazioni di fase decisoria risulta che il calcolo delle "marginalità controfattuali" è stato effettuato prendendo a riferimento: (i) prezzi di mercato inferiori (in media di [omissis] €/MWh) rispetto a quelli considerati nell'analisi *what-if* svolta dall'Autorità tramite Euphemia (Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm, l'algoritmo di mercato che calcola i prezzi dell'energia per ogni zona di mercato e definisce le quantità di energia che devono essere scambiate dalle zone per il giorno successivo sul perimetro Price Coupling of Regions) e ai quali la società pure aveva avuto accesso, con impatto "al ribasso" sulle "marginalità controfattuali"; (ii) costi di gas e CO₂ più elevati rispetto a quelli utilizzati dall'Autorità (corrispondenti alle quotazioni SAP alla *gate closure* di MGP) e tali quindi da ridurre ancora le "marginalità controfattuali"; (iii) costi di sbilanciamento e costi di manutenzione degli impianti (c.d. costi O&M) che non sono qualificabili come costi evitabili nell'orizzonte temporale di MGP e dunque non sono classificabili come SRMC; (iv) costi positivi (cfr. Allegato 2 alla risposta alla richiesta di informazioni di fase decisoria) associati ad ore in cui il volume controfattuale è indicato pari a zero e senza che l'esercente abbia fornito alcuna giustificazione al riguardo. Le assunzioni di cui sopra sono dunque tali da inficiare i dati riportati nella colonna a sinistra della Tabella 3. E infatti, anche a voler considerare la sola differenza di

prezzo di cui alla precedente lettera (i) e mantenendo fermi i giorni, i volumi e i costi selezionati nella risposta alla richiesta di informazioni di fase decisoria, le “marginalità del profilo controfattuale nei giorni in cui l’unità non ha venduto nel mercato del giorno prima”, ossia i dati indicati nella colonna a sinistra della Tabella 3, andrebbero corretti tutti “al rialzo”, risultando pari [omissis]. Quindi, per gli impianti [omissis] l’argomento difensivo non è idoneo a spiegare, nemmeno *ex post*, la strategia di offerta di A2A, non avendo ottenuto quelle UP in MSD profitti superiori rispetto a quelli che avrebbero potuto ottenere se avessero offerto in MGP ai loro costi marginali (le [omissis] UP hanno infatti ottenuto dagli avviamenti in MSD ciascuna una marginalità pari a [omissis], a fronte di “marginalità controfattuali” in MGP che - in base agli stessi dati forniti dall’esercente e corretti solo nei “prezzi controfattuali” di mercato - pari a [omissis].

94. Infine, con riferimento all’ultimo argomento difensivo relativo alla metodologia usata dall’Autorità (che ha ad oggetto l’esiguità dell’impatto del trattenimento sul prezzo di mercato), si osserva quanto segue.
95. Risulta del tutto destituito di fondamento l’assunto secondo il quale un effetto limitato della condotta sul prezzo di mercato costituirebbe di per sé indice di inaffidabilità metodologica. Al contrario, una metodologia robusta deve essere in grado di cogliere anche effetti marginali ma sistematici, dipendendo peraltro l’entità del risultato dalle condizioni di mercato (elasticità della domanda, struttura delle offerte, grado di concorrenza) e non certo dalla qualità della metodologia. In altri termini, non sussiste alcun nesso logico tra la dimensione dell’effetto stimato e l’affidabilità dello strumento analitico utilizzato. Inoltre, l’incremento del prezzo di mercato in termini percentuali va valutato nel contesto del mercato elettrico: variazioni dell’ordine del prezzo di mercato del [omissis]% possono riflettere scostamenti significativi nella posizione del prezzo di equilibrio, come è stato nel caso di specie, considerato che a [omissis] 2022 detto incremento corrisponde in valore assoluto a più di [omissis] €/MWh e che anche variazioni percentualmente contenute del prezzo all’ingrosso possono tradursi in impatti economici rilevanti in valore assoluto per i consumatori di energia elettrica, considerati i complessivi volumi scambiati. Infine, premesso che anche ai fini dell’integrazione della violazione dell’articolo 5 del REMIT è sufficiente che la condotta sia stata posta in essere in una sola “*market time unit*” (ossia in MGP nella singola ora nel mese di [omissis] 2022), deve osservarsi che il valore dell’incremento del PUN e del prezzo della zona di offerta [omissis] – pari rispettivamente a [omissis] €/MWh – è un valore medio mensile (laddove la differenza massima tra il prezzo storico orario su MGP e quello in esito alle analisi di *what if* è stata individuata nell’ordine di quasi [omissis] €/MWh nella zona [omissis]), che considera anche le ore dei giorni del mese di [omissis] 2022 nelle quali non c’è stato trattenimento o nelle quali il trattenimento non ha determinato alcun incremento del prezzo.

III. Sugli argomenti difensivi svolti in fase istruttoria che non sarebbero stati affrontati nella CRI

96. Premesso che la CRI non ha omissis di valutare alcuno degli elementi determinanti ai fini dell'accertamento della violazione contestata si osserva quanto segue.
97. La semplice circostanza che nello scenario controfattuale - quello in cui A2A non avesse trattenuto capacità di generazione - i programmi di produzione degli impianti nella titolarità di operatori diversi da A2A potrebbero non essere fattibili non incide in alcun modo sull'accertamento della violazione (potendo al più incidere sulla valutazione dell'impatto della condotta di trattenimento sul prezzo di mercato): l'analisi *what-if* è infatti volta a verificare la variazione nei risultati di mercato in relazione alle strategie di offerta oggetto di analisi, quelle di A2A; per tale ragione l'analisi è stata svolta *mantenendo inalterate le offerte degli altri operatori*.
98. Con riferimento all'affermazione circa la mancata chiarezza dello scenario controfattuale utilizzato dall'Autorità per addivenire all'incremento sul prezzo di mercato come indicato nella CRI, è sufficiente confermare che le stime si basano sul set di simulazione espressamente richiamato nell'avvio del procedimento sanzionatorio e in particolare sulla simulazione del 16 gennaio 2025.
99. Con riguardo alla contestata scelta di mantenere inalterate le offerte dei generatori esteri nelle zone di *market coupling* con le confinanti zone di offerte italiane, si osserva che tale assunzione è coerente con la prassi consolidata nelle analisi controfattuali e che la bontà delle stime è garantita dall'utilizzo di Euphemia. Il mantenimento delle offerte estere come costanti consente di isolare in modo trasparente l'impatto delle condotte attribuite ad A2A, evitando di attribuire a tali condotte effetti che potrebbero derivare da comportamenti ipotetici di soggetti terzi. D'altra parte, è del tutto corretto misurare l'impatto della condotta sull'esito di mercato osservato *ex post*, essendo irrilevante ai fini dell'integrazione dell'illecito la circostanza che detto esito potesse o meno essere previsto. La scelta di svolgere l'analisi controfattuale mantenendo ferme le condotte degli altri operatori nazionali o esteri effettivamente osservate su MGP risulta del tutto coerente con la fattispecie di manipolazione di mercato, nella forma di trattenimento economico di capacità, che emerge dal REMIT e dalla più volte citate linee guida ACER.
100. Con riferimento alla Sezione 5 della relazione economica post CRI, premesso che trattasi di una valutazione di parte (e non di una "valutazione indipendente" come erroneamente indicato nel titolo della sezione), non può che osservarsi che la stessa, oltre ad essere palesemente fuorviante, risulta del tutto fallace dal punto di vista logico. Le affermazioni secondo le quali "*valutare che un mark-up del prezzo sul costo incrementale di produzione del[omissis]% sia il risultato di una violazione REMIT... è a nostro avviso irragionevole*" e "*non siamo a conoscenza di alcun settore dell'economia ... in cui livelli di prezzo superiori ai costi incrementali di produzione del [omissis]% siano stati considerati iniqui o abusivi*"

in qualsivoglia contesto” sono intrinsecamente scorrette: gli elementi acquisiti al procedimento mostrano come nel mese di [omissis] 2022, ossia nel mese in cui si è accertata la condotta, l’incremento del prezzo di mercato riconducibile alla condotta contestata sia stato dell’ordine del [omissis]% e non invece che il prezzo di mercato nel mese di [omissis] 2022 sia stato più alto del costo incrementale di produzione per le UP di A2A del[omissis]%; sotto questo profilo, dunque, l’argomento difensivo si appalesa del tutto fuorviante. Esso appare anche fallace laddove, nell’assunto che il rendimento medio annuo sul capitale investito nell’attività di generazione tra il 2015 e il 2024 pari al [omissis]% non appaia “anormalmente elevato”, conclude che “questo esclude che la presunta strategia di trattenimento identificata nel procedimento costituisca una manipolazione del mercato ai sensi REMIT” (pag. 28 della relazione economica di fase istruttoria): anzitutto, un rendimento annuo sul capitale investito nell’attività di generazione pari al [omissis]% è assai elevato e, ovviamente, il suo mantenimento non può costituire oggetto di alcuna aspettativa da parte dell’operatore; in secondo luogo, dal livello di rendimento del capitale investito nell’attività di generazione non può desumersi alcunché in ordine all’adozione o meno di condotte di trattenimento, poiché il rendimento (e la sua variazione) dipende, in linea generale, da una serie di variabili endogene ed esogene del tutto estranee alle condotte di trattenimento, come risulta dal fatto stesso che nel 2022 il rendimento sul capitale investito nell’attività di generazione è stato pari a [omissis]% a causa della elevata instabilità geopolitica legata all’invasione dell’Ucraina da parte della Russia. Infine, si prende atto che nel mese di [omissis] 2022, con la situazione geopolitica instabile più volte richiamata nel corso del procedimento, la marginalità unitaria nei mercati dell’energia del parco CCGT di A2 nella zona [omissis] è stata pari a [omissis] €/MWh; rispetto all’affermazione che tale marginalità “è compatibile con l’adozione di una strategia autenticamente concorrenziale da parte di un operatore anche solo moderatamente avverso al rischio” (cfr. relazione economica di fase istruttoria, par. 5.35) si può solo precisare che la letteratura economica standard prende a riferimento un operatore neutrale al rischio (e non avverso al rischio) e che la società non ha addotto alcuna ragione a sostegno di una strategia economica che devia dall’approccio classico.

Alla luce di tutto quanto sopra, risulta confermata la contestazione mossa ad A2A con la determinazione di avvio del procedimento sanzionatorio, risultando agli atti che la società nel mese di [omissis] 2022 ha adottato una strategia di offerta per le [omissis] UP CCGT ([omissis]) tale da determinare la fissazione del prezzo di mercato ad un livello artificioso, cioè ad un prezzo diverso da quello che sarebbe emerso da un’interazione equa e concorrenziale tra domanda e offerta; nella specie, la strategia di offerta di A2A ha determinato un impatto sul prezzo medio mensile quantificabile in circa [omissis] €/MWh, mediamente nel mese di [omissis] 2022, rispettivamente sul PUN e sul prezzo della zona di offerta [omissis], del

quale ha beneficiato la stessa società, vendendo l'energia elettrica – nelle quantità non oggetto di trattenimento – al prezzo “maggiorato” per effetto della condotta accertata. Né la società ha dimostrato che la condotta era motivata da legittime ragioni regolatorie, tecniche e/o economiche.

QUANTIFICAZIONE DELLA SANZIONE

101. L'articolo 18 del REMIT prevede che *“Gli Stati membri stabiliscono la disciplina sanzionatoria applicabile in caso di violazioni del presente regolamento e adottano tutti i provvedimenti necessari a garantirne l'applicazione. Le sanzioni applicabili in caso di inosservanza del presente regolamento devono essere effettive, dissuasive e proporzionate, riflettere la natura, la durata e la gravità delle infrazioni commesse, i danni provocati ai consumatori e i potenziali vantaggi ottenuti dall'attività di negoziazione svolta sulla base delle informazioni privilegiate e della manipolazione del mercato”*.
102. Ai sensi dell'articolo 22, comma 5, della legge 161/2014 l'Autorità irroga sanzioni amministrative pecuniarie da euro 20.000 a euro 5 milioni nei confronti dei soggetti che pongano in essere una delle condotte manipolative del mercato definite dall'articolo 2, numero 2), e dall'articolo 5 del REMIT, salvo il potere di aumentare le sanzioni fino al triplo o fino al maggiore importo di dieci volte il prodotto o il profitto conseguito dall'illecito quando, per la rilevante offensività del fatto, per le qualità personali del colpevole o per l'entità del prodotto o del profitto conseguito dall'illecito, esse appaiono inadeguate anche se applicate nella misura massima (comma 8).
103. Ai sensi dell'articolo 11 della legge 689/1981 e del Regolamento Sanzioni, la quantificazione della sanzione è compiuta in applicazione dei seguenti criteri:
- gravità della violazione;
 - opera svolta dall'agente per la eliminazione o attenuazione delle conseguenze della violazione;
 - personalità dell'agente;
 - condizioni economiche dell'agente.
104. Con riferimento al criterio della *gravità della violazione*, la condotta della società contrasta con le disposizioni volte ad assicurare che i consumatori e gli altri soggetti del mercato possano nutrire fiducia nell'integrità dei mercati dell'elettricità e del gas, che i prezzi fissati sui mercati dell'energia all'ingrosso riflettano un'interazione equa e concorrenziale tra domanda ed offerta e che non sia possibile trarre profitto dagli abusi di mercato. Per quanto riguarda la durata, la condotta accertata si è protratta per il mese di [omissis] 2022. Quanto al grado di offensività della condotta, il Responsabile del procedimento nella comunicazione delle risultanze istruttorie ha concluso che, anche tenuto conto di tutte le ipotesi assunte in favore della società: a) lo schema di offerta in contestazione ha determinato un impatto sul prezzo medio mensile quantificabile in circa [omissis] €/MWh, mediamente nel mese di [omissis] 2022, rispettivamente sul PUN e sul prezzo della zona di offerta [omissis] (più nello specifico, l'impatto medio sul PUN è pari a [omissis] €/MWh); b) dall'attività di

negoiazione, avuto riguardo a quella svolta nel MGP e nel MI, A2A risulta avere conseguito un profitto complessivo (*rectius*: un maggior profitto) pari a circa [omissis] euro su tutte le UP rilevanti di A2A e in tutte le zone di offerta (tale valore è il risultato di una analisi di profittabilità della condotta dell'esercente, realizzata comparando, da un lato, i profitti effettivamente conseguiti da A2A nel mese di [omissis] 2022 dalla vendita dell'energia prodotta da tutti i suoi impianti rilevanti e, dall'altro, i profitti che la società avrebbe realizzato se avesse venduto ad un prezzo medio inferiore le maggiori quantità di energia elettrica comprensive di quelle oggetto di trattenimento).

Alla luce di quanto emerso nella fase decisoria, le conclusioni del Responsabile del procedimento possono essere confermate con le seguenti precisazioni:

- i. poiché ai fini dell'integrazione della manipolazione di mercato nella forma di trattenimento economico della capacità è necessario che il prezzo di mercato, per effetto della condotta, risulti fissato a un livello artificioso, gli effetti di questo tipo di illecito si propagano a *tutte* le quantità vendute da tutti gli operatori di mercato nel periodo oggetto di contestazione, invece che limitarsi alle quantità vendute dall'operatore che ha posto in essere la condotta manipolativa (determinando, quindi, maggiori ricavi per tutti gli operatori di mercato); per tale ragione, in valore assoluto, l'impatto complessivo dell'incremento del prezzo derivante dalla condotta manipolativa di A2A è assai rilevante, nella specie stimabile in circa [omissis] euro (pari al prodotto tra le quantità complessivamente acquistate in MGP a [omissis] 2022 e [omissis] €/MWh); di contro, gli indebiti vantaggi realizzati da A2A (considerando tutte le UP rilevanti esercite dalla stessa), in termini di maggiori ricavi conseguiti dalle vendite di energia ai prezzi zonal "maggiorati" per effetto della propria condotta di trattenimento, sono stimabili in circa [omissis] euro (cfr. *infra*);
- ii. alla luce di quanto sopra, per cogliere l'effettiva gravità del tipo di violazione oggetto del presente procedimento (ossia della manipolazione di mercato, nella forma di trattenimento economico di capacità), non è utile il riferimento ai soli indebiti vantaggi ottenuti dalla società (che non costituiscono nemmeno un elemento costitutivo della fattispecie), risultando assolutamente preminente l'impatto della condotta sui prezzi di mercato che si traduce in un potenziale danno per i consumatori in relazione alle diverse modalità con cui il prezzo all'ingrosso è trasferito nei contratti di fornitura (a tal riguardo va evidenziato che il d.l. 115/2022, richiamato dalla società nel corso dell'audizione finale innanzi al Collegio, è entrato in vigore ad agosto 2022);
- iii. l'impatto della condotta di A2A sui prezzi di mercato è stato individuato tenendo a riferimento, come *benchmark*, lo "scenario controfattuale", ossia uno scenario caratterizzato da una strategia di offerta di A2A non manipolativa e ferme le strategie di offerta degli altri operatori di mercato;
- iv. in linea teorica – se si fossero considerati *benchmark* diversi rispetto a quello controfattuale, ipotizzando condotte di trattenimento poste in essere da altri operatori – l'impatto sul prezzo di mercato riconducibile alla sola A2A,

ricorrendo specifiche condizioni di mercato in alcune ore e zone di offerta, si sarebbe potuto eventualmente ridurre per effetto della non additività di possibili condotte di trattenimento poste in essere da altri operatori; per tale ragione, l'impatto come sopra stimato ([*omissis*] €/MWh, mediamente nel mese di [*omissis*] 2022, rispettivamente sul PUN e sul prezzo della zona di offerta [*omissis*], per complessivi [*omissis*] euro) va inteso come il *massimo danno potenziale per i consumatori di energia elettrica* ascrivibile a A2A per effetto di una strategia di offerta in violazione del divieto di manipolazione fissato dall'articolo 5 del REMIT;

- v. in ogni caso, considerato il massimo edittale previsto dall'articolo 22, comma 5, della legge 161/2014 e tenuto conto che l'effetto della non additività invocato dalla società risulterebbe nel caso di specie comunque inferiore al [*omissis*] (dalla Tabella 8 contenuta nell'Appendice A della relazione economica post CRI, l'effetto della non additività risulta, infatti, pari nella zona [*omissis*] al [*omissis*]), la stima come sopra richiamata del massimo danno potenziale subito dai consumatori di energia elettrica (anche a voler considerare l'anzidetto effetto della non additività e un non integrale trasferimento dell'incremento dei prezzi all'ingrosso sui prezzi al dettaglio) risulta dirimente ai fini della quantificazione della sanzione;
 - vi. va peraltro rimarcato che gli "indebiti vantaggi" conseguiti dall'esercente – i quali costituiscono un criterio concorrente per la valutazione della gravità della violazione ai sensi dell'articolo 31, comma 1, lett. d) del Regolamento Sanzioni e che consistono, per questo tipo di violazione, nei maggiori ricavi che l'esercente ha conseguito dall'incremento del prezzo di mercato derivante dal trattenimento sull'energia effettivamente venduta (quella cioè non oggetto della condotta di trattenimento), pari alla somma dei prodotti tra l'incremento dei prezzi zionali e le quantità accettate in ciascuna zona – risultano, nel caso di specie, comunque pari a circa [*omissis*] euro; né può sostenersi che da detti ricavi vadano scomputati quelli ai quali la società ha rinunciato trattenendo la capacità di generazione (ossia vendendo una quantità di energia inferiore a quella che avrebbe venduto se non avesse violato) perché questi ultimi rappresentano proprio il "costo" – in termini di mancato guadagno – dell'illecito ed è evidente che detto costo non può che rimanere definitivamente in capo all'esercente.
105. Ai fini della imputazione soggettiva dell'illecito, è dirimente la circostanza di avere A2A assunto – senza alcuna giustificazione legittima (regolatoria, tecnica e/o economica) – una strategia di offerta violativa dell'articolo 5 del REMIT, in contrasto con le regole di diligenza professionale gravanti sull'operatore economico prudente e accorto. Sotto tale profilo, va rimarcato che la società, nell'anno 2022, è stato il [*omissis*] operatore per capacità installata ([*omissis*] MW) ed il [*omissis*] operatore per la tecnologia produttiva CCGT ([*omissis*] MW) e dunque un operatore nei cui confronti era certamente esigibile l'osservanza più scrupolosa dei propri obblighi di diligenza e prudenza.

106. Con riferimento al criterio dell'*opera svolta dall'agente per l'eliminazione o l'attenuazione delle conseguenze della violazione*, non risultano circostanze rilevanti.
107. Con riferimento al *criterio della personalità dell'agente*, rileva ai sensi dell'articolo 33 del Regolamento Sanzioni che la società sia stata sanzionata con deliberazione dell'Autorità 122/2018/S/eel per violazioni in materia di strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica.
108. Per quanto attiene alle *condizioni economiche dell'agente*, risulta che la società nell'ultimo esercizio chiuso prima dell'avvio del procedimento sanzionatorio (31 dicembre 2024) ha conseguito ricavi per 8.752,8 milioni di euro.
109. In definitiva, considerata la rilevanza dei potenziali danni derivati ai consumatori di energia elettrica dalla condotta manipolativa di uno dei primari operatori del mercato, come sopra richiamata (nella specie, in termini di incremento dei costi complessivi dell'energia elettrica scambiata in MGP a [omissis] 2022), al fine di garantire alla sanzione il suo effetto deterrente, l'importo base della sanzione, ai sensi dell'articolo 25 del Regolamento Sanzioni, non può essere fissato in misura inferiore all'ordinario limite edittale massimo, pari a euro 5.000.000. L'Autorità non ritiene che sussistano i presupposti per l'applicazione del più alto limite edittale di cui al comma 8 dell'articolo 22 della legge 161/2014, anche in considerazione della peculiarità del contesto nel quale la società si è trovata ad operare nel 2022 e della mancata prova dell'intento di manipolare il mercato.
110. Per quanto sopra, la sanzione finale è determinata in 5 milioni di euro, pari al limite edittale massimo di cui al comma 5 dell'articolo 22 della legge 161/2014 (la circostanza di cui all'articolo 33, comma 3, lett. b) del Regolamento Sanzioni, con riferimento alla precedente sanzione irrogata alla stessa società con la delibera 122/2018/S/eel, non può quindi essere valorizzata).

DELIBERA

1. di accertare la violazione da parte di A2A S.p.A. (P.IVA 11957540153), nei termini di cui in motivazione, dell'articolo 5 del Regolamento (UE) n. 1227/2011 per avere posto in essere la condotta manipolativa del mercato di cui all'articolo 2, numero 2), lettera a), punto ii), del Regolamento (UE) n. 1227/2011;
2. di irrogare nei confronti di A2A S.p.A., ai sensi dell'articolo 22, comma 5, della legge 164/2014, una sanzione amministrativa pecuniaria nella misura di euro 5.000.000 (cinquemilioni/00) per la violazione dell'articolo 5 del Regolamento (UE) n. 1227/2011, avendo posto in essere la condotta manipolativa del mercato di cui all'articolo 2, numero 2), lettera a), punto ii), del Regolamento (UE) n. 1227/2011;
3. di ordinare ad A2A S.p.A. di pagare la sanzione irrogata entro il termine di 30 giorni dalla data di comunicazione del presente provvedimento, tramite versamento da effettuarsi mediante l'utilizzo del servizio PagoPA, disponibile nella sezione "Comunicati

per operatori” del sito istituzionale dell’Autorità (al link www.arera.it/comunicati-operatore/dettaglio/pagamento-sanzioni-tramite-pagopa), selezionando nel “Dettaglio pagamento” “Sanzioni FOCEES” e indicando, nel campo causale, “Sanzioni FOCEES deliberazione Arera 279/2026/S/eel”;

4. di avvisare che, decorso il termine di cui al precedente punto 3, per il periodo di ritardo inferiore ad un semestre, devono essere corrisposti gli interessi di mora nella misura del tasso legale a decorrere dal giorno successivo alla scadenza del termine del pagamento e sino alla data del pagamento nelle modalità indicate al punto 3; in caso di ulteriore ritardo nell’adempimento, saranno applicate le maggiorazioni di cui all’articolo 27, comma 6, della legge 689/81;
5. di comunicare il presente provvedimento a A2A S.p.A. (P.IVA 11957540153), tramite pec all’indirizzo a2a@pec.a2a.eu e all’ACER all’indirizzo market.conduct@acer.europa.eu e di pubblicarlo, con gli *omissis* apposti in ragione della riservatezza delle informazioni ivi contenute, sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

Avverso il presente provvedimento può essere proposto ricorso dinanzi al competente Tribunale Amministrativo Regionale della Lombardia, sede di Milano, entro il termine di 60 giorni dalla data di notifica dello stesso oppure ricorso straordinario al Capo dello Stato, entro il termine di 120 giorni.

30 luglio 2026

IL PRESIDENTE
Nicola Dell’Acqua