

## **C12461 - ENEL PRODUZIONE/ERG POWER**

Provvedimento n. 30220

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 12 luglio 2022;

SENTITO il Relatore, Professor Michele Ainis;

VISTO il Regolamento del Consiglio (CE) n. 139/2004;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTO il D.P.R. 30 aprile 1998, n. 217;

VISTA la comunicazione inviata alla Commissione UE, ai sensi dell'articolo 4 del Reg. n. 139/2004, da Enel Produzione S.p.A. e ERG Power S.r.l. il 19 aprile 2022 e trasmessa in pari data dalla Commissione UE all'Autorità, mediante la quale le Parti hanno richiesto il rinvio all'Autorità italiana della valutazione dell'operazione di concentrazione, ai sensi dell'articolo 4, comma 4, del medesimo Regolamento;

VISTA la propria comunicazione dell'11 maggio 2022, con la quale l'Autorità ha espresso alla Commissione UE il proprio assenso al rinvio dell'operazione;

VISTA la decisione della Commissione UE del 25 maggio 2022, con la quale la medesima ha accolto l'istanza delle Parti, disponendo che l'operazione notificata da Enel Produzione S.p.A. e ERG Power S.r.l. il 19 aprile 2022 venisse integralmente rinviata all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, ai sensi dell'articolo 4, comma 4, del Reg. n. 139/2004;

VISTA la comunicazione delle società Enel Produzione S.p.A. e ERG Power S.r.l., pervenuta il 13 giugno 2022, con la quale le medesime hanno notificato l'operazione all'Autorità, ai sensi dell'articolo 16 della legge n. 287/1990;

VISTA la documentazione agli atti;

CONSIDERATO quanto segue:

### **I. LE PARTI**

1. Enel Produzione S.p.A. ("Enel Produzione") è una società attiva nella produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica. Il capitale sociale di Enel Produzione è interamente detenuto da Enel Italia S.p.A., a sua volta, interamente controllata da Enel S.p.A. ("Enel"), società capogruppo dell'omonimo Gruppo industriale attivo, principalmente, nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Enel è una società quotata dal 1999 sul mercato telematico azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A., il cui capitale sociale è attualmente detenuto per il 23,6%, dal Ministero dell'Economia e Finanza, per il 59,4% da investitori istituzionali e per il restante 17% da investitori individuali. Nel 2021 il Gruppo Enel ha realizzato un fatturato a livello mondiale pari a circa 88 miliardi di euro<sup>1</sup>, di cui circa [30-40]<sup>\*</sup> in Italia.

2. ERG Power S.r.l. ("ERG Power" o "la *target*"; congiuntamente a Enel Produzione, "le Parti"), società del Gruppo ERG<sup>2</sup>, è soggetta al controllo esclusivo di ERG Power Generation S.p.A. ("ERG Power Generation") che ne detiene l'intero capitale sociale. ERG Power è titolare di una centrale elettrica a ciclo combinato *Combined Cycle Gas Turbine* (CCGT) di potenza pari a 480 MW localizzata a Priolo Gargallo, in Provincia di Siracusa. Il 1° aprile 2022 ERG Power Generation ha conferito a ERG Power il ramo d'azienda relativo a tutti i dipendenti, contratti, diritti ed obblighi necessari all'esercizio della centrale e del connesso complesso industriale. Nel 2021 ERG Power ha realizzato un fatturato pari a [100-517] milioni di euro, [di cui 100-517] in Italia.

### **II. DESCRIZIONE DELL'OPERAZIONE**

3. L'operazione di concentrazione notificata (nel seguito, "l'Operazione") consiste nell'acquisizione, da parte di Enel Produzione, del controllo esclusivo di ERG Power. Nello specifico, lo *Share Purchase Agreement* ("SPA") sottoscritto tra Enel Produzione e ERG Power Generation [omissis] prevede, al verificarsi di determinate condizioni (*cfr. infra*), l'acquisizione da parte di Enel Produzione del 100% del capitale sociale di ERG Power.

---

<sup>1</sup> [Cfr. <https://www.enel.com/it/investitori/dati-finanziari>.]

<sup>\*</sup> [Nella presente versione alcuni dati sono omissi, in quanto si sono ritenuti sussistenti elementi di riservatezza o di segretezza delle informazioni.]

<sup>2</sup> [Il Gruppo ERG è un primario operatore nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e termoelettrica cogenerativa ad alto rendimento e basso impatto ambientale. La società capogruppo, ERG S.p.A. (la quale detiene l'intero capitale sociale di ERG Power Generation), è quotata dal 1997 sul mercato telematico azionario gestito da Borsa Italiana S.p.A. e presenta un capitale sociale così suddiviso: circa il 56% è detenuto da San Quirico S.p.A., circa il 7% da Polcevera S.r.l., circa l'0,5% sono azioni proprie e il restante è detenuto da altri soggetti che hanno partecipazioni inferiori al 3%.]

4. ERG Power è proprietaria di un complesso industriale composto da una centrale elettrica a gas a ciclo combinato ad alta efficienza (CCGT) alimentata a gas naturale con una capacità installata complessiva di 480 MW ed una capacità netta di 470 MW, entrata in esercizio nel 2010, cui sono collegati un sistema di distribuzione elettrica – c.d. “RIU” – e un impianto di trattamento di acqua demineralizzata (complessivamente, “l’Impianto”)<sup>3</sup>.
5. L’Impianto e la RIU sono di proprietà di ERG Power; [omissis]. ERG Power, quindi, principalmente vende energia elettrica, vapore e acqua demineralizzata ad alcuni operatori localizzati all’interno del sito industriale di Priolo Gargallo sulla base di contratti di lungo termine e vende energia elettrica sui mercati spot<sup>4</sup>.
6. L’obbligo per le Parti di addivenire al *closing* dell’Operazione è condizionato al verificarsi di una serie di condizioni sospensive fra le quali (i) l’approvazione della stessa da parte delle competenti autorità *antitrust*<sup>5</sup> e (ii) l’approvazione della Presidenza del Consiglio dei Ministri ai sensi dell’articolo 2 del D.L. n. 21/2012.
7. Gli accordi tra le Parti prevedono, inoltre, la possibilità di sottoscrivere un *Transitional Services Agreement* (“TSA”) i cui termini e le cui condizioni dovranno essere successivamente negoziati sulla base della bozza di contratto allegata allo SPA. In particolare, il TSA disciplinerà le modalità con cui ERG Power Generation fornirà a ERG Power alcuni servizi relativi ai sistemi IT per un periodo di tempo limitato di 9 mesi, strettamente necessario a garantire la continuità operativa di ERG Power. Secondo gli accordi tra le Parti, tale durata potrà essere ridotta qualora le attività di transizione siano completate prima di tale termine o prorogata per un massimo di ulteriori 3 mesi nel caso in cui le attività di transizione subiscano un ritardo<sup>6</sup>.
8. Secondo la rappresentazione fornita dalle Parti, i contratti di servizio non avranno alcun impatto sulle scelte strategiche inerenti alla gestione dell’Impianto post-*closing*, le quali saranno definite unicamente dal Gruppo Enel. Gli accordi di cui sopra si qualificherebbero quindi come restrizione accessoria ai sensi di quanto previsto dalla Comunicazione della Commissione sulle restrizioni direttamente connesse e necessarie alle concentrazioni<sup>7</sup>, in quanto caratterizzati da uno stretto nesso funzionale con l’Operazione e limitati a quanto necessario a garantire la continuità di funzionamento dell’impresa oggetto di acquisizione.

### III. QUALIFICAZIONE DELL’OPERAZIONE

9. L’operazione comunicata, in quanto comporta l’acquisizione del controllo di un’impresa, costituisce una concentrazione ai sensi dell’articolo 5, comma 1 lettera b), della legge n. 287/90 e dell’articolo 3, paragrafo 1, del Regolamento CE n. 139 del 20 gennaio 2004.
10. La stessa, pur avendo dimensione comunitaria in quanto soddisfa le condizioni previste dall’articolo 1(2) del Reg. CE n. 139/2004 ed essendo quindi stata notificata dalle Parti alla Commissione Europea in data 19 aprile 2022, rientra nell’ambito di applicazione della legge n. 287/1990 in seguito alla decisione del 25 maggio 2022 con la quale la Commissione, in accoglimento dell’istanza presentata dalle società notificanti, ai sensi dell’articolo 4, comma 4, del medesimo Regolamento, ha disposto che l’Operazione venisse integralmente rinviata all’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato<sup>8</sup>.

---

<sup>3</sup> [Più nello specifico, il complesso industriale oggetto di acquisizione è composto da:

(a) due unità, ciascuna comprendente due turbine a gas a ciclo combinato ad alta efficienza ed una turbina a vapore, alimentate a gas naturale con una capacità installata complessiva di 480 MW ed una capacità netta di 470 MW e situate nella parte nord della raffineria ISAB Nord, che a sua volta è all’interno del più ampio sito industriale di Priolo Gargallo (SR), in Sicilia. La centrale produce energia elettrica e termica sia destinata al sito multi-societario sia (per quanto riguarda l’energia elettrica) venduta sui mercati spot;

(b) un sistema di distribuzione elettrica a 150/30/15kV che comprende 3 sottostazioni - c.d. “RIU” - attraverso la quale l’energia elettrica viene distribuita alle utenze presenti nel sito industriale e alla rete di trasmissione nazionale;

(c) un impianto di produzione di acqua demineralizzata da 1.000m<sup>3</sup>/h, impiegata sia come acqua alimento per la centrale CCGT sia destinata agli usi tecnologici dei vari impianti del sito multi-societario. ]

<sup>4</sup> [ERG Power, inoltre, è titolare di una partecipazione pari al [omissis] del capitale sociale di Priolo Servizi S.C.p.A. (“Priolo Servizi”), società consortile per azioni costituita nel 2006 da alcuni operatori del sito industriale di Priolo (tra cui ERG Power) con lo scopo di ottimizzare l’efficienza nella gestione di alcune risorse; in particolare, la società gestisce le reti di distribuzione locale di vapore e acqua e fornisce ai soci acque industriali e alcuni servizi in loco in virtù di un contratto stipulato nel 2008. Secondo la rappresentazione fornita dalle Parti, ERG Power non detiene il controllo (esclusivo o congiunto) di Priolo Servizi e la quasi totalità dei ricavi della società deriva dalla vendita di servizi ai propri soci.]

<sup>5</sup> [Omissis].

<sup>6</sup> [È inoltre previsto che, nelle more della sottoscrizione con le organizzazioni sindacali di un accordo collettivo di armonizzazione, le Parti potrebbero pervenire alla sottoscrizione anche di un contratto di servizi avente ad oggetto la mera elaborazione delle buste paga la cui durata sarebbe comunque limitata allo stretto necessario per tale scopo.]

<sup>7</sup> [Cfr. Comunicazione della Commissione sulle restrizioni direttamente connesse e necessarie alle concentrazioni, 2005/C 56/03.]

<sup>8</sup> [In particolare, la Commissione nella propria decisione ha valutato che “l’incidenza dell’Operazione sugli assetti concorrenziali potrebbe risultare significativa, in ragione delle elevate quote di mercato delle parti” e che “i mercati distinti per la produzione e vendita all’ingrosso, la vendita al dettaglio di energia elettrica e per i servizi di dispacciamento, hanno una dimensione al massimo nazionale, e l’Operazione non avrà alcuna incidenza al di fuori del territorio italiano”, di conseguenza considerando soddisfatti entrambi i requisiti di cui all’articolo 4, paragrafo 4, del Regolamento n. 139/04 per il rinvio di un caso all’autorità nazionale. Inoltre, la Commissione ha anche notato che “Considerate le caratteristiche dei mercati rilevanti (...) l’AGCM è l’autorità più adatta ad esaminare l’Operazione, in quanto dispone di strumenti adeguati a valutare i singoli aspetti di una concentrazione di tale rilievo. E ciò anche perché l’AGCM ha di recente esaminato altre operazioni di acquisizione relative a impianti di produzione di energia ed ha sviluppato una pratica decisionale recente riguardo a questi mercati rilevanti”.]

## IV. VALUTAZIONE DELLA CONCENTRAZIONE

### A) Mercati rilevanti

11. In ragione del perimetro di operatività delle imprese interessate, l'Operazione genera sovrapposizioni orizzontali principalmente nel settore dell'energia elettrica, in particolare nei mercati della produzione e dell'approvvigionamento all'ingrosso, dei servizi di dispacciamento e della vendita al dettaglio a clienti non domestici allacciati in media e alta tensione. Le Parti sono entrambe attive, con quote di minore rilievo, anche nel mercato dei titoli di efficienza energetica (c.d. "TEE", noti anche come "certificati bianchi"), nonché, infine, in altri mercati in cui si determinano sovrapposizioni del tutto marginali e che non saranno quindi esaminati (mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica a clienti non domestici allacciati in bassa tensione e mercati della vendita dell'acqua e del vapore a scopi industriali<sup>9</sup>). Da ultimo, potrebbe venire in rilievo l'ulteriore nuovo mercato di cui al sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica (c.d. *capacity market*), sul quale parimenti sono attive entrambe le Parti.

12. Inoltre, considerando il mercato della produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica (a monte) e la vendita al dettaglio di energia elettrica a clienti non domestici allacciati alla media e alta tensione (a valle) in cui sono attive le Parti, l'Operazione dà luogo anche a mercati interessati da un punto di vista verticale.

13. In ragione delle sovrapposizioni orizzontali e dei legami verticali delle Parti la presente Operazione interessa, in ultima analisi, i seguenti mercati rilevanti, che saranno analizzati nel prosieguo:

I. mercato della produzione e dell'approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica;

II. mercato dei servizi di dispacciamento dell'energia elettrica;

III. mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica a clienti non domestici allacciati in media e alta tensione;

IV. mercato dei titoli di efficienza energetica (c.d. "TEE").

14. Verrà analizzato anche il nuovo mercato della capacità (c.d. *capacity market*) - sub V -, in merito al quale gli approfondimenti istruttori saranno necessari a comprendere la possibilità di identificare lo stesso quale mercato rilevante autonomo, nonché a valutare pienamente gli effetti dell'Operazione sul medesimo.

### I. Il mercato della produzione e dell'approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica

15. Per quanto riguarda la produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica, il mercato include le transazioni a termine e a pronti concluse attraverso le piattaforme organizzate dal GME (Gestore del Mercato Elettrico), o tramite contratti bilaterali (OTC, *over the counter*). All'interno di esso si annoverano, ad esempio, il cosiddetto "mercato del giorno prima" ("MGP", in cui vengono scambiati diritti/impegni a prelevare/immettere energia elettrica per il giorno successivo) e il "mercato infragiornaliero" ("MI", che prevede ulteriori sessioni di offerte al fine di permettere agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP). Nella propria prassi, l'Autorità non effettua alcuna distinzione all'interno di tale mercato in base alla fonte dell'energia prodotta o alle modalità di produzione o di approvvigionamento<sup>10</sup>.

16. In base alla prassi dell'Autorità, la dimensione geografica del mercato è di tipo *sub*-nazionale, a causa dei macrovincoli di rete che, in determinate circostanze - e in particolare nei casi in cui dovessero venire superati i vincoli di transito dell'energia consentiti dalla rete - possono portare alla separazione (*splitting*) del mercato in diverse zone, caratterizzate da diversi prezzi di equilibrio su MGP. In particolare, la presenza di tali vincoli, ha indotto l'Autorità a identificare quattro "macro-zone" costituenti altrettanti mercati geografici distinti<sup>11</sup>: la macro-zona Nord, la macro-zona Sud, la macro-zona Sicilia e la macro-zona Sardegna. Le stesse Parti affermano che, pur essendosi negli ultimi anni tendenzialmente ridotta la intensità dei fenomeni di *splitting* del mercato, permangono casi di *market splitting* non trascurabili tra la macro-zona Sud e la macro-zona Sicilia. Pertanto, nel caso di specie, in ragione della localizzazione dell'impresa acquisita, l'Operazione comporta sovrapposizioni nella macro-zona Sicilia.

### II. Il mercato dei servizi di dispacciamento dell'energia elettrica

17. Il mercato dei servizi di dispacciamento ha ad oggetto l'approvvigionamento da parte del gestore della rete elettrica nazionale - Terna S.p.A. (nel seguito "Terna" o, il "TSO"), unico operatore attivo dal lato della domanda su tale mercato - delle risorse (fornite dagli impianti di produzione) necessarie a risolvere le congestioni della rete all'interno di ciascuna zona, a costituire adeguati margini di capacità di riserva e a mantenere la tensione sulla rete al fine di garantire il dispacciamento in sicurezza dell'energia immessa nel sistema. Più in particolare, nel mercato dei servizi di dispacciamento Terna acquista e vende energia; gli acquisti ricorrono quando Terna chiede ad una certa unità di generazione di produrre di più, mentre le vendite avvengono quando Terna chiede ad una certa unità di ridurre la produzione e l'operatore acquista dal TSO l'energia necessaria a soddisfare le proprie obbligazioni. Gli operatori del mercato del dispacciamento indicano nelle loro offerte sia il prezzo al quale sono disposti a vendere energia (offerte "a salire") sia quello al quale sono disposti ad acquistare (offerte "a scendere").

<sup>9</sup> [In particolare, nel primo di tali mercati, è del tutto trascurabile la quota di mercato espressa dalla target, mentre nel secondo risultano di rilievo marginale tanto le quote di ERG Power che del Gruppo Enel.]

<sup>10</sup> [Cfr. a titolo esemplificativo C12405 - ENEL PRODUZIONE/ERG HYDRO, Prov. n. 29870 del 29 ottobre 2021, in Boll. n. 45/2021.]

<sup>11</sup> [Vd. provvedimento n. 28498/2020 di non avvio istruttorio della concentrazione C12339 - Linea Group Holding/Agripower, in Bollettino n. 2/2021.]

18. Il mercato dei servizi di dispacciamento in Italia si articola, più nel dettaglio, in due fasi di programmazione:

- Fase Ex Ante (c.d. "MSD ex-ante"), a sua volta articolata in 6 sessioni, nella quale Terna si approvvigiona delle risorse necessarie a costituire i margini di riserva secondaria e terziaria, a risolvere le congestioni locali e a mantenere la tensione sulla rete al fine di garantire il dispacciamento in sicurezza dell'energia immessa nel sistema (nelle offerte presentate dagli operatori e nelle accettazioni Terna non vi è indicazioni specifica del servizio per cui la selezione è avvenuta);
- Fase di Bilanciamento in tempo reale ("MB"), a sua volta articolata in 6 sessioni, in cui Terna utilizza in tempo reale le risorse approvvigionate nella fase *ex ante*, distinte in:
  - Regolazione Secondaria ("RS");
  - Altri Servizi ("AS", che include le quantità accettate per regolazione terziaria, bilanciamento, risoluzione congestioni e mantenimento delle tensioni).

19. Sul mercato dei servizi di dispacciamento sono abilitati a partecipare solo gli impianti di generazione che, ai sensi del cd. Codice di Rete<sup>12</sup>, rispettano una serie di requisiti e caratteristiche di flessibilità (esempio capacità di modulare la produzione nella giornata)<sup>13</sup>.

20. Nel valutare tale mercato, l'Autorità ha considerato la possibilità di definirlo sia come un unico mercato sia come mercati distinti, senza giungere a una determinazione conclusiva sul punto<sup>14</sup>. In questa sede è possibile considerare che alcuni elementi (come la differenziazione dei servizi approvvigionati da Terna, che possono essere offerti rispettivamente da specifiche tipologie di impianti, peraltro con differenze anche a livello di perimetro geografico per il loro reperimento – *cf. infra* –) potrebbero condurre a una differenziazione tra sotto-mercati rilevanti del prodotto. Alcuni altri elementi tuttavia (come ad esempio il fatto che, almeno per MSD ex ante, non vi sia una differenziazione in offerta, per cui gli operatori offrono a un determinato prezzo senza conoscere il singolo servizio per cui Terna li abbia eventualmente selezionati) potrebbero deporre nel senso opposto, ovvero di mantenere una definizione unitaria del mercato rilevante. La definizione esatta del mercato rilevante del prodotto sarà quindi oggetto di ulteriore verifica nell'ambito del procedimento istruttorio.

21. Da un punto di vista geografico, la dimensione dei mercati dei servizi di dispacciamento dipende dalle aree geografiche all'interno delle quali Terna può approvvigionarsi degli stessi, talvolta coincidenti con le macro-zone, talvolta corrispondenti ad aree più ampie o più circoscritte. Tale ultima possibilità risulta collegata alla circostanza per cui specifici raggruppamenti di impianti limitrofi (c.d. "cluster") risultino cruciali per risolvere le congestioni locali e mantenere la tensione della rete in una particolare area<sup>15</sup>.

22. Secondo la rappresentazione fornita dalle Parti nel formulario, le principali criticità dell'approvvigionamento di servizi da parte del TSO in Sicilia sono legate all'effetto combinato di due fattori: (i) la riduzione attesa della capacità di generazione convenzionale, dovuta alla presenza di impianti di generazione ormai obsoleti; (ii) l'insufficienza della capacità di trasmissione con il continente, sempre più rilevante per garantire l'adeguatezza e la sicurezza dell'isola a fronte della crescita attesa della capacità installata da fonti rinnovabili intermittenti<sup>16</sup>.

23. Tutto ciò premesso, si può ritenere che nel caso di specie il mercato dei servizi di dispacciamento sia caratterizzato da un perimetro geografico limitato al più alla macro-zona Sicilia. Anche la dimensione esatta del mercato rilevante geografico sarà comunque oggetto di ulteriore verifica nell'ambito del procedimento istruttorio.

### **III. Il mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica a clienti non domestici allacciati in media e alta tensione**

24. In ragione delle attività dell'impianto oggetto di acquisizione, l'Operazione determina sovrapposizioni anche nel mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica a clienti non domestici allacciati in media e alta tensione. Nei suoi precedenti più recenti l'Autorità ha ritenuto che tale attività, a causa della assenza di ostacoli alla commercializzazione dell'energia tra le diverse aree del territorio nazionale, unitamente alle caratteristiche della specifica tipologia di clienti

---

<sup>12</sup> [Il Codice di Rete, applicato da Terna dal 1° novembre 2005, è stato predisposto in conformità a quanto previsto nel D.P.C.M. dell'11 maggio 2004 e sulla base delle direttive dell'allora Autorità per l'energia elettrica e il gas (oggi ARERA), di cui alla delibera n. 250/04 ed è sottoposto a un continuo processo di aggiornamento secondo le procedure previste dallo stesso documento.]

<sup>13</sup> [Sebbene sia in corso un progetto di riforma del mercato dei servizi di dispacciamento volto, tra le altre cose, ad aprire il medesimo anche a risorse innovative che amplieranno le risorse a disposizione del TSO per la gestione della rete (es. accumuli, piccola generazione, aggregazioni della domanda), tali innovazioni si trovano ancora in una fase sperimentale (cfr. Allegato A della delibera 13 gennaio 2022, 2/2022/A, Quadro strategico 2022-2025 dell'ARERA).]

<sup>14</sup> [Cfr. a titolo esemplificativo C12018 - A2A TRADING/RAMO DI AZIENDA DI SORGENIA POWER, Prov. n. 25798 del 22 dicembre 2015, in Boll. n. 49/2015, e C12405 - ENEL PRODUZIONE/ERG HYDRO, cit.. Anche la Commissione nella propria casistica ha lasciato aperta la questione relativa al se i mercati per queste diverse categorie di dispacciamento e servizi accessori, possano costituire mercati del prodotto distinti.]

<sup>15</sup> [Cfr. C12018 e C12405, citt.]

<sup>16</sup> [La fonte citata è il Piano di Sviluppo 2021 della stessa Terna, disponibile pubblicamente sul sito internet della società ([https://download.terna.it/terna/Piano\\_Sviluppo\\_2021\\_8d94126f94dc233.pdf](https://download.terna.it/terna/Piano_Sviluppo_2021_8d94126f94dc233.pdf)).]

considerati (acquirenti di tipo professionale e di dimensione tipicamente maggiore rispetto ai clienti domestici), abbia una dimensione geografica di tipo nazionale<sup>17</sup>.

#### **IV. Il mercato dei titoli di efficienza energetica (c.d. "TEE")**

25. L'Autorità ha tradizionalmente analizzato il mercato dei servizi di consulenza e progettazione degli interventi di efficienza energetica che danno diritto al rilascio di titoli di efficienza energetica ("TEE"), nell'ambito dei programmi di incentivazione previsti dalla normativa nazionale ed europea in materia di efficienza energetica<sup>18</sup>. Non è stato analizzato nei precedenti, in sé, il mercato dei titoli di efficienza energetica che viene più specificamente in rilievo in questa sede, in quanto la *target* risulta attiva nel medesimo (l'impianto oggetto di acquisizione è titolato al riconoscimento su base annuale di un certo numero di titoli di efficienza energetica), ma non opera nell'ambito dei servizi di consulenza e progettazione degli interventi di efficienza energetica. Il gruppo Enel, invece, vi opera qualunque sia la definizione del mercato del prodotto individuata. In questa sede non si ritiene necessario prendere una posizione sul punto, in quanto la stessa non cambierebbe l'esito della valutazione con riferimento a tale mercato.

26. Dal punto di vista geografico sebbene, anche in ragione del quadro normativo armonizzato a livello europeo, potrebbe individuarsi una potenziale dimensione sovranazionale di tali attività, il mercato dei TEE è organizzato su base nazionale, non esistendo accordi di reciprocità tra Italia e altri Paesi europei in relazione ai meccanismi di sostegno dell'efficienza energetica<sup>19</sup>. Nel caso di specie, a ogni modo, anche la definizione esatta del perimetro geografico rilevante può essere lasciata aperta, in quanto neanche tale elemento modifica la valutazione concorrenziale dell'Operazione con riferimento al mercato in analisi.

#### **V. Il mercato della capacità (c.d. capacity market)**

27. Le Parti hanno fornito alcune informazioni anche sul mercato della capacità (c.d. *capacity market*), il nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica<sup>20</sup>, concepito nell'ottica di assicurare l'adeguatezza della capacità di generazione elettrica sul territorio nazionale, allo scopo di garantire la copertura della domanda e dei necessari margini di riserva, allo stesso tempo ponendosi come uno degli strumenti per il raggiungimento dei *target* di decarbonizzazione definiti dal PNIEC<sup>21</sup>.

28. Nel dettaglio, il mercato della capacità è un meccanismo con cui il TSO Terna contrattualizza capacità attraverso contratti di approvvigionamento di lungo termine aggiudicati con aste competitive. Alle aste, organizzate da Terna, possono partecipare gli operatori titolari di unità di produzione (programmabili e non programmabili) che per la capacità selezionata in esito all'asta hanno:

- l'obbligo di offrire la capacità sui mercati dell'energia e dei servizi;
- il diritto di ricevere da Terna un premio fisso annuo;
- l'obbligo di restituire a Terna la differenza se positiva fra il prezzo dell'energia elettrica che si realizza sui mercati dell'energia e dei servizi ed un prezzo di esercizio definito da ARERA (c.d. "*strike price*")<sup>22</sup>.

29. Quanto alla dimensione geografica del mercato della capacità, la stessa dipende dalla possibilità degli operatori di partecipare alle suddette aste, in relazione alla domanda di capacità espressa da Terna. Allo stato delle informazioni disponibili, essa può essere in prima approssimazione considerata come coincidente con la macro-zona Sicilia.

30. Tanto premesso, le specifiche modalità di funzionamento di tale mercato, l'effettiva possibilità di definirlo come mercato rilevante autonomo, nonché – in tale scenario – la corretta definizione della dimensione geografica dello stesso saranno oggetto di approfondimento in fase istruttoria, così come si analizzeranno nel dettaglio le interazioni con gli altri mercati dell'energia e gli effetti dell'Operazione con riferimento al medesimo (*cf. infra* per alcune considerazioni preliminari sugli effetti).

---

<sup>17</sup> [Cfr. a titolo esemplificativo C12170 - GREEN NETWORK/RAMO DI AZIENDA DI BURGO ENERGIA, Prov. n. 27248 del 27 giugno 2018, in Boll. n. 27/2018.]

<sup>18</sup> [In particolare, come noto, lo strumento per l'implementazione di tali normative è rappresentato dai titoli di efficienza energetica ("TEE", noti anche come "certificati bianchi"), che sono rilasciati dal Gestore dei Mercati Energetici ("GME") in favore delle società di distribuzione di energia elettrica e gas naturale e delle loro controllate, nonché delle Energy Service Company (c.d. "ESCO"), in ragione della realizzazione di interventi di risparmio energetico. I grandi distributori di gas o di energia elettrica, che hanno degli obblighi specifici di risparmio energetico (c.d. "soggetti obbligati"), possono raggiungere i target normativi sia effettuando direttamente interventi di miglioramento dell'efficienza energetica che comportino il rilascio, da parte del GME, di TEE corrispondenti ai risparmi conseguiti, sia avvalendosi di TEE offerti sul mercato dagli altri soggetti a cui tali titoli possono essere rilasciati (c.d. "soggetti volontari").]

<sup>19</sup> [Cfr. a titolo esemplificativo C12411 - IREN/BOSCH ENERGY AND BUILDING SOLUTIONS ITALY, Prov. n. 29892 del 16 novembre 2021, in Boll. n. 48/2021.]

<sup>20</sup> [La disciplina rilevante si basa principalmente sulla Delibera ARERA ARG/ELT/11, sul Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 28 giugno 2019 e sul Decreto del Ministero della Transizione Ecologica del 28 ottobre 2021.]

<sup>21</sup> [Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, predisposto dal Ministero dello Sviluppo Economico e inviato nel dicembre 2019 alla Commissione europea in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999.]

<sup>22</sup> [Alle aste possono altresì partecipare le unità di consumo (demand-response) e le risorse estere con specifici obblighi e diritti. La disciplina del sistema di remunerazione della capacità produttiva prevede poi la presenza di aste di aggiustamento aventi periodo di consegna pari ad un anno e di sessioni di negoziazione del mercato secondario aventi un periodo di consegna pari ad un mese. Tali meccanismi consentono agli operatori di rimodulare la propria posizione circa gli obblighi contrattuali pluriennali assunti verso Terna in esito alla c.d. "asta madre".]

## **B) Effetti dell'operazione**

### **I. Il mercato della produzione e dell'approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica**

31. Per quel che riguarda il mercato della produzione e approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica, nel 2021 il gruppo acquirente Enel ha detenuto nella macro-zona Sicilia una quota di circa il [30-35%] in termini di capacità installata, a cui è corrisposta a una quota di produzione pari a circa il [20-25%]. A tali quote, ad esito dell'operazione, si verrebbe a sommare una quota attribuibile all'impianto acquisito pari, rispettivamente, a circa il [1-5%] in termini di capacità installata e il [15-20%] in termini di produzione, per una quota cumulata attribuibile alla *merged entity* pari, rispettivamente, al [35-40%] e al [35-40%]<sup>23</sup>.

32. A fronte di tale situazione strutturale, le Parti hanno prodotto una analisi di *pivotalità* degli impianti di Enel dell'area siciliana e di quello oggetto di acquisizione, secondo la quale tali impianti risultano essere stati pivotali nella macro-zona Sicilia nel 3,7% delle ore nel corso dell'anno 2021<sup>24</sup>. In altre parole, secondo tale analisi, tenendo in considerazione il livello della domanda di energia nella macro zona in questione, anche dopo la concentrazione la struttura dell'offerta della macro zona sarebbe tale da conferire potere di mercato all'entità post *merger* solo in un numero ridotto di ore dell'anno. Si osserva, tuttavia, che l'analisi di *pivotalità* può dare risultati diversi in relazione alle ipotesi sottostanti sull'utilizzo degli impianti e sulla configurazione della rete<sup>25</sup>, nonché in relazione al tipo e alla provenienza delle informazioni utilizzate.

33. In conclusione, il livello significativo raggiunto dalle quote congiunte, ottenute, peraltro, nel caso dei volumi, tramite un contributo considerevole da parte dell'impianto acquisito, suggerisce, quantomeno *prima facie*, che l'Operazione sia passibile di determinare effetti di natura concorrenziale di un qualche rilievo sul mercato in analisi. D'altro canto, la stima del livello di *pivotalità* di Enel e della variazione della stessa *pivotalità* in conseguenza dell'Operazione nella macro-zona Sicilia nel 2021 prodotta dalle Parti, che sembrerebbe invece dimostrare che, in concreto, gli effetti dell'Operazione sul livello di concorrenza nel mercato in questione siano molto limitati, deve essere verificata e integrata con riferimento alle ipotesi sottostanti nonché alle modalità e alle informazioni utilizzate per la sua effettuazione. Alla luce di tutto ciò, risulta necessario sottoporre ad un approfondimento istruttorio gli effetti dell'operazione sul mercato della produzione e dell'approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica nella macro-zona Sicilia.

### **II. Il mercato dei servizi di dispacciamento dell'energia elettrica**

34. Relativamente al mercato dei servizi di dispacciamento, si rileva, in via generale, come l'operatività delle Parti risulti estremamente significativa sul medesimo. Se infatti nel 2021 il gruppo acquirente Enel già deteneva nella macro-zona Sicilia una quota del totale delle transazioni (comprehensive dei quantitativi venduti a salire e a scendere) pari a circa il [60-65%] (corrispondente a una quota del [60-65%] per i soli quantitativi venduti a salire e del [70-75%] per i soli quantitativi venduti a scendere), a tali quote vanno aggiunte quelle attribuibili all'impianto della società *target*, che risultano per il totale delle transazioni pari a circa il [1-5%] (corrispondente a una quota del [1-5%] per i quantitativi venduti a salire e del [5-10%] per i quantitativi venduti a scendere), per una quota cumulata attribuibile alla *merged entity* pari al [65-70%], di cui [65-70%] per i quantitativi venduti a salire e del [75-80%] per i quantitativi venduti a scendere.

35. Inoltre, anche operando una distinzione per tipologia di servizio tra MSD ex ante, bilanciamento per "altri servizi" (AS) e bilanciamento per regolazione secondaria (RS), secondo i dati forniti nel formulario, il gruppo Enel detiene posizioni in tutti i casi molto significative, pur in un ampio *range* di variabilità (e, in particolare, pari a circa il [55-60%] nel mercato MSD, il [75-80%] nel mercato dei servizi di bilanciamento per "altri servizi" e il [35-40%] nel mercato dei servizi di bilanciamento per regolazione secondaria), mentre le quote di mercato attribuibili alla *target* risultano il [5-10%] nel mercato MSD, il [1-5%] nel mercato dei servizi di bilanciamento per "altri servizi" e il [20-25%] nel mercato dei servizi di bilanciamento per regolazione secondaria, portando a quote congiunte in tutti i casi al di sopra del [60-65%]<sup>26</sup>.

36. La rappresentazione delle quote sul mercato dei servizi di dispacciamento prende in considerazione in tutti i casi, a questo stadio, il perimetro di riferimento geografico come corrispondente alla macro-zona Sicilia. Saranno oggetto di approfondimento istruttorio le dinamiche di concorrenza di carattere locale più circoscritto che possono generarsi con

<sup>23</sup> [A livello nazionale, il gruppo Enel ha rappresentato nel 2021 circa il [20-25%] del mercato in termini di capacità e circa il [10-15%] in termini di produzione, mentre l'impianto oggetto di acquisizione ha pesato in entrambi i casi meno dell'1%.]

<sup>24</sup> [Si ricorda che un operatore risulta pivotale in una specifica ora e in una prefissata zona (o macrozona) quando almeno parte della sua capacità produttiva oraria localizzata nella medesima zona (o macrozona) risulta indispensabile al soddisfacimento del fabbisogno orario di energia elettrica. ]

<sup>25</sup> [Nel caso di specie, ad esempio, le Parti avrebbero condotto una analisi di *pivotalità* cd. "semplice", che ipotizza i) che tutti i concorrenti utilizzino interamente la loro capacità produttiva che risulti disponibile nell'ora e localizzata nella medesima zona (o macrozona); ii) che risulti altresì interamente utilizzata la capacità di importazione dalle altre zone (o macrozone) interconnesse. Adottando ipotesi meno ottimistiche sulle alternative effettivamente disponibili, l'analisi può condurre a esiti diversi, che riconoscano potere di mercato all'entità post *merger* per un periodo di tempo anche significativamente più ampio. ]

<sup>26</sup> [Come già menzionato, la differenziazione tra i dati di MSD, MB-AS e MB-RS è disponibile alle Parti in quanto gli operatori hanno visibilità dell'accettazione delle offerte per tali segmenti sequenziali del complessivo mercato dei servizi di dispacciamento, mentre l'informazione relativa al singolo servizio di rete approvvigionato è disponibile alla sola Terna.]

riferimento a particolari servizi di dispacciamento - es. regolazione della tensione -, per i quali l'approvvigionamento da parte di Terna si caratterizza per una concezione c.d. "nodale" della rete (e, di conseguenza, la corretta definizione geografica del mercato rilevante, come anticipato). L'impianto oggetto di acquisizione, in particolare, si situa nell'area Sud-Orientale dell'isola (c.d. nodo "Chiaramonte Gulfi"), su cui insistono solo alcuni altri impianti termoelettrici, uno dei quali della stessa Enel Produzione. L'analisi delle dinamiche competitive di carattere locale non modifica allo stato attuale la valutazione complessiva dell'Operazione e in particolare la necessità di procedere ad approfondimenti istruttori (cfr. *infra*).

37. Secondo le Parti, a ogni modo, la valutazione concorrenziale dell'Operazione andrebbe condotta considerando, oltre alle quote di mercato da un punto di vista statico, anche l'evoluzione prospettica della rete elettrica con riferimento al territorio siciliano. In particolare, sono attualmente in corso una serie di interventi infrastrutturali che interessano la rete interna e le infrastrutture di collegamento della Sicilia al Continente. Per quanto rileva ai fini dell'Operazione, l'intervento di maggiore interesse sarebbe la realizzazione di un collegamento elettrico in cavo HVDC (alta tensione in corrente continua) di tipo doppio bi-terminale tra la penisola italiana, la Sicilia e la Sardegna, denominato "Tyrrhenian Link", il quale dovrebbe essere a regime nella sua interezza nel 2028, ma il cui primo cavo - relativo alla linea elettrica tra la Sicilia e la Sardegna - dovrebbe essere operativo già a partire dalla fine del 2025. Negli obiettivi di Terna, secondo la rappresentazione offerta dalle Parti nel formulario, l'entrata a regime del progetto dovrebbe (i) garantire la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico a fronte dell'atteso *decommissioning* degli impianti a carbone e degli impianti più obsoleti e a maggior impatto ambientale, (ii) permettere una migliore penetrazione della generazione rinnovabile, e (iii) ridurre i costi sul mercato dell'energia e dei servizi per il dispacciamento, riducendo le congestioni sulla rete. In tal senso, secondo le Parti, gli effetti dell'Operazione dovrebbero essere valutati in ragione dei prossimi sviluppi della rete nell'area siciliana e dei benefici che ne dovrebbero derivare in termini di risoluzione delle congestioni e integrazione delle zone di mercato.

38. Tutto ciò premesso, allo stato attuale, le quote di mercato di estremo rilievo espresse dalla *merged entity* sul mercato dei servizi di dispacciamento (apparendo, peraltro, non trascurabile il contributo dell'impianto acquisito) rendono l'Operazione in grado di determinare criticità concorrenziali di tipo orizzontale in tale ambito, in particolare risultando la stessa suscettibile di costituire o rafforzare una posizione dominante sul medesimo. Si ritiene, quindi, che gli ulteriori aspetti di rilievo per la valutazione dell'Operazione (quali, a titolo esemplificativo, la corretta definizione del mercato rilevante e l'impatto prospettico degli interventi previsti di sviluppo della rete sulle dinamiche di concorrenza) vadano necessariamente approfonditi in sede istruttoria.

### **III. Il mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica a clienti non domestici allacciati in media e alta tensione**

39. La quota di mercato nazionale detenuta dal gruppo Enel nel 2020 nel mercato della vendita al dettaglio di energia a clienti non domestici allacciati in media e alta tensione è stata pari a circa il [20-25%], mentre quella di ERG Power è stata pari a circa lo [inferiore a 1%]. L'Operazione non risulta, pertanto, idonea a determinare criticità concorrenziali di tipo orizzontale su tale mercato.

40. La presenza delle Parti nei mercati dell'energia, sia all'ingrosso che al dettaglio, unitamente al rafforzamento non trascurabile delle stesse nel mercato all'ingrosso, potrebbe in teoria essere idonea altresì a produrre effetti concorrenziali di natura verticale. Tuttavia, nel caso di specie, tale eventualità non appare plausibile, in ragione sia dell'incremento del tutto trascurabile della posizione congiunta delle Parti nel mercato a valle (dovuta a una operatività estremamente limitata di ERG Power) sia della posizione - ormai relativamente contenuta - detenuta da Enel nel mercato di vendita al dettaglio a clienti finali non domestici allacciati in media e alta tensione. Non appare dunque necessario effettuare approfondimenti istruttori in relazione agli effetti verticali dell'Operazione.

### **IV. Il mercato dei titoli di efficienza energetica (c.d. "TEE")**

41. Secondo le informazioni fornite, le Parti sono entrambe attive, sebbene con quote di mercato di piccola entità, nel mercato dei TEE<sup>27</sup>. In particolare, secondo i dati presentati e riferiti ai TEE emessi in Italia, il Gruppo Enel detiene una quota di mercato nel 2021 pari al [1-5%], mentre la *target* esprime una quota nello stesso anno del [1-5%]. Per questo motivo, l'Operazione non appare produrre effetti significativi sul mercato dei titoli di efficienza energetica.

### **V. Il mercato della capacità (c.d. capacity market)**

42. Secondo le informazioni fornite nel formulario, le Parti risultano entrambe assegnatarie di capacità produttiva disponibile in probabilità ("CDP") in Sicilia, sia capacità esistente che capacità nuova, nelle aste già svolte per gli anni di consegna 2022 e 2023 (tenutesi a novembre 2019) e 2024 (tenutasi lo scorso febbraio 2022). In particolare, le Parti

---

<sup>27</sup> [Più in particolare, per quel che riguarda ERG Power, i due moduli della centrale sono stati classificati dal GSE come unità di cogenerazione ad alto rendimento ("CAR") ai sensi di quanto previsto dal d.lgs. n. 20/2007. Il primo periodo di riconoscimento decennale è decorso, ma nel corso del 2021 il modulo 1 dell'impianto è stato oggetto di un intervento di rifacimento al fine di estendere il predetto periodo. In ragione di tale qualifica, il modulo 1 dell'impianto è titolato, ricorrendone i presupposti, al riconoscimento su base annuale di un certo numero di TEE da parte del GSE.]

risultano assegnatarie di oltre l'85% della capacità esistente acquisita da Terna in Sicilia con le aste per gli anni 2022 e 2023<sup>28</sup> e addirittura del 97% di quella assegnata in Sicilia con le aste per il 2024<sup>29</sup>.

43. Come anticipato, tuttavia, le aste del mercato della capacità rappresentano un fenomeno recente, rispetto al quale l'Autorità non ha ancora avuto modo di effettuare una approfondita verifica per l'accertamento delle condizioni concorrenziali in esse prevalenti. Per poter apprezzare la eventuale rilevanza dei predetti esiti delle aste relative alla Sicilia per la valutazione della presente Operazione risulta, quindi, necessario analizzare aspetti cruciali di tali aste quali, ad esempio, gli effettivi rapporti di sostituibilità tra le offerte presentate, le caratteristiche soggettive necessarie per presentare un'offerta, gli elementi e i criteri su cui si basa, se è praticabile, il confronto concorrenziale. Solo all'esito di tali verifiche, da compiere necessariamente attraverso l'approfondimento istruttorio, sarà possibile in primo luogo stabilire se le aste per la capacità individuano un mercato rilevante sotto il profilo della normativa a tutela della concorrenza e, in secondo luogo, quale sia, se del caso, la valutazione degli effetti dell'Operazione con riferimento a tale mercato.

RITENUTO, pertanto, necessario procedere a un approfondimento istruttorio dal momento che non è possibile escludere del tutto che l'operazione in esame sia suscettibile di determinare, ai sensi dell'articolo 6 della legge n. 287/1990, la creazione o il rafforzamento di una posizione dominante, tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza, nel mercato della produzione e dell'approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica in Sicilia e nel mercato – parimenti, al massimo zonale - della fornitura di servizi di dispacciamento e che l'istruttoria permetterà anche di compiere ulteriori necessarie analisi con riferimento al nuovo mercato della capacità (c.d. *capacity market*);

RITENUTO, altresì, che gli accordi ulteriori descritti dalle Parti possano qualificarsi quale restrizione accessoria ai sensi di quanto previsto dalla Comunicazione della Commissione sulle restrizioni direttamente connesse e necessarie alle concentrazioni;

#### DELIBERA

a) l'avvio dell'istruttoria, ai sensi dell'articolo 16, comma 4, della legge n. 287/90, nei confronti delle società Enel Produzione S.p.A. e ERG Power S.r.l.;

b) la fissazione del termine di giorni dieci, decorrente dalla data di notificazione del presente provvedimento, per l'esercizio da parte dei legali rappresentanti delle Parti, ovvero da persone da esse delegate, del diritto di essere sentiti, ai sensi dell'articolo 14, comma 1, della legge n. 287/1990, precisando che la richiesta di audizione dovrà pervenire alla Direzione Energia e Industria di Base della Direzione Generale per la Concorrenza di questa Autorità, almeno tre giorni prima della scadenza del termine sopra indicato;

c) che il responsabile del procedimento è il Dott. Giuseppe Quinto;

d) che gli atti del procedimento possono essere presi in visione presso la Direzione Energia e Industria di Base della Direzione Generale per la Concorrenza di questa Autorità dai rappresentanti legali delle Parti, nonché dai soggetti aventi un interesse giuridicamente rilevante o da persona da essi delegata;

e) che il procedimento deve concludersi entro quarantacinque giorni decorrenti dalla data di delibera del presente provvedimento.

Il presente provvedimento sarà notificato ai soggetti interessati e pubblicato nel Bollettino dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

IL SEGRETARIO GENERALE  
*Guido Stazi*

IL PRESIDENTE  
*Roberto Rustichelli*

---

<sup>28</sup> [Nel dettaglio, nell'asta per il 2022 gli impianti di Enel si sono aggiudicati il 67,6% del totale della capacità assegnata, quelli di ERG il 18,1%, per un dato aggregato dell'85,7%; nell'asta per il 2023, Enel ha avuto assegnata il 67,8% della capacità ed ERG il 18,9%, per un totale dell'86,7%.]

<sup>29</sup> [Di cui l'80,9% ad Enel e il 16,4% a ERG.]