

AS2187 - PROPOSTE DI RIFORMA CONCORRENZIALE AI FINI DELLA LEGGE ANNUALE PER IL MERCATO E LA CONCORRENZA - ANNO 2026

Roma, 29 luglio 2026

Presidente del Senato della Repubblica
Presidente della Camera dei Deputati
Presidente del Consiglio dei Ministri

L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, in adempimento a quanto previsto dall'articolo 47, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99, invia la presente segnalazione al Governo e al Parlamento al fine dell'adozione della legge annuale per il mercato e la concorrenza.

L'approvazione di tale legge ha rappresentato - come noto - un momento importante dell'attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), che ha posto la promozione della concorrenza al centro delle politiche da perseguire per favorire l'efficienza e la crescita economica del Paese.

Grazie in particolare all'adozione, con cadenza regolare, della citata legge negli anni 2022-2025, significativi progressi sono stati compiuti in termini di modernizzazione delle regole di funzionamento dei mercati.

L'Autorità auspica, pertanto, che la fruttuosa esperienza vissuta grazie alla stagione eccezionale di riforme innescata dal programma "*Next Generation EU*" prosegua con fermezza negli anni a venire. Non vi è dubbio, infatti, che, nel novero delle politiche volte a stimolare lo sviluppo e a migliorare la capacità competitiva dell'economia, un ruolo centrale è svolto dai processi di apertura dei mercati e, in particolare, dalla rimozione dei vincoli regolatori che indebitamente limitano l'ingresso e l'attività delle imprese sui mercati.

Come ripetutamente posto in luce anche dall'OCSE, assetti regolatori ben disegnati, proporzionati e non ingiustificatamente restrittivi della libertà di iniziativa economica conducono a un generale abbassamento dei prezzi e a una più ampia scelta per i consumatori, e contribuiscono altresì a stimolare l'innovazione, gli investimenti e la creazione di nuove imprese, sostenendo lo sviluppo economico e la diffusa creazione di posti di lavoro.

Su queste basi, l'Autorità ritiene auspicabile l'adozione degli interventi di riforma di seguito illustrati al fine di rimuovere taluni ostacoli ingiustificati allo sviluppo delle energie rinnovabili, nonché di rafforzare la vigente disciplina a tutela della concorrenza.

Sommario

I. Fonti energetiche e rinnovabili

1. Introduzione
2. L'evoluzione del quadro normativo
3. Persistenti criticità e proposte
4. Il disegno dei regimi concessori secondo principi concorrenziali
 - a. Distribuzione elettrica
 - b. Distribuzione del gas naturale
 - c. Concessioni idroelettriche e investimenti per la valorizzazione del patrimonio esistente

II. Disciplina a tutela della concorrenza

1. Obbligo di *stand still* nel controllo delle concentrazioni
2. Modifica dell'articolo 4 e abrogazione dell'articolo 13 della legge n. 287/1990 in tema di autorizzazione in deroga delle intese

I. Fonti energetiche e rinnovabili

1. Introduzione

1. La transizione energetica e l'accelerazione dello sviluppo delle fonti di energia rinnovabile (FER) rappresentano, nel contesto attuale, una priorità strategica sotto molteplici profili, non solo di natura ambientale, ma anche di ordine economico e industriale e sotto il profilo della sicurezza nazionale. La rapida espansione della capacità di generazione da FER costituisce, infatti, una condizione imprescindibile per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione assunti dall'Unione europea e dall'Italia, nonché per la riduzione strutturale della dipendenza dai combustibili fossili importati.
2. A livello europeo, tale percorso si inserisce nel più ampio quadro delle politiche climatiche ed energetiche delineate dal pacchetto *Fit for 55*, dal piano *REPowerEU* e dal pacchetto "*Energia pulita*", che hanno rafforzato significativamente gli obiettivi di diffusione delle fonti rinnovabili. In particolare, la revisione della Direttiva sulle energie rinnovabili (RED III) ha innalzato al 42,5% l'obiettivo vincolante di quota di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali lordi dell'Unione entro il 2030, con l'ulteriore aspirazione a raggiungere il 45%.
3. In ambito nazionale, tali obiettivi sono recepiti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), che individua un percorso di profonda trasformazione del *mix* energetico italiano.
4. Il raggiungimento dei *target* fissati presuppone un incremento estremamente significativo della capacità installata da fonti rinnovabili, stimata in circa 131 GW al 2030¹. A fronte di una potenza complessivamente pari a circa 83,5 GW installata al 2025², residua, pertanto, un fabbisogno addizionale di circa 47,5 GW da realizzare entro la fine del decennio.
5. Tale divario implica la necessità di installare, nei prossimi cinque anni, nuova capacità rinnovabile a un ritmo medio di circa 9–10 GW annui, significativamente superiore rispetto ai tassi storicamente registrati nel mercato italiano. Il conseguimento di tale ritmo di crescita richiede una decisa accelerazione degli investimenti e dell'entrata in esercizio di nuovi impianti, attraverso la rimozione tempestiva degli ostacoli regolatori, amministrativi e infrastrutturali che ancora limitano lo sviluppo del settore.
6. L'espansione delle FER assume, inoltre, una rilevanza che trascende il solo perseguimento degli obiettivi climatici. Il progressivo superamento della dipendenza dalle fonti fossili importate rafforza, infatti, la resilienza del sistema energetico nazionale, riduce l'esposizione del Paese alla volatilità dei mercati internazionali delle *commodity* energetiche e contribuisce ad accrescere l'autonomia strategica dell'Italia in un contesto geopolitico caratterizzato da crescente instabilità e frammentazione degli approvvigionamenti. La sicurezza energetica, in tale prospettiva, si configura sempre più come componente essenziale della sicurezza economica e, in ultima analisi, della sicurezza nazionale.
7. Sotto il profilo concorrenziale, il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle FER presuppone un assetto di mercato aperto, contendibile e idoneo a favorire l'ingresso di nuovi operatori, l'allocazione efficiente del capitale e la diffusione dell'innovazione tecnologica. In tale prospettiva, l'eliminazione delle barriere all'accesso e delle inefficienze procedurali che rallentano la realizzazione degli impianti rinnovabili assume rilievo centrale anche ai fini della promozione della concorrenza, intesa nella sua accezione dinamica quale leva di sviluppo, innovazione e trasformazione strutturale del sistema economico.

2. L'evoluzione del quadro normativo

8. Negli ultimi anni il legislatore nazionale ha avviato un significativo processo di riforma del quadro normativo, regolatorio e istituzionale volto a favorire l'accelerazione della transizione energetica e lo sviluppo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Tale percorso si è intensificato anche in attuazione degli impegni assunti nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), che ha previsto specifiche misure di semplificazione amministrativa, razionalizzazione dei procedimenti autorizzativi e rafforzamento degli strumenti di pianificazione energetica e territoriale.
9. In tale contesto, meritano di essere richiamati i rilevanti interventi normativi adottati negli ultimi anni per accelerare la diffusione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili³, tra i quali assume rilievo centrale il d.lgs n.

¹ [Cfr. Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), in https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/pniec_2024_revfin_01072024-pdf.]

² [Cfr. Terna, Comunicato stampa - "Nel 2025 fabbisogno elettrico pari a 311,3 TWh", in <https://www.terna.it/it/media/comunicati-stampa/dettaglio/consumi-elettrici-2025>.]

³ [Tra i principali interventi normativi che hanno progressivamente contribuito allo sviluppo degli impianti FER possono richiamarsi, in particolare, il decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, convertito con modificazioni dalla legge 29 luglio 2021, n. 108, recante Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure (c.d. Decreto Semplificazioni-bis); il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, recante Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (c.d. RED II); il decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, recante Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali (c.d. Decreto Energia), convertito con modificazioni dalla legge 27 aprile 2022, n. 34; il decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50, recante Misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti,

190/2024 (c.d. Testo Unico FER o TUFER)⁴, successivamente oggetto di ulteriori interventi integrativi, correttivi e modificativi⁵.

10. Tale riforma ha rappresentato un passaggio di particolare rilievo nel processo di razionalizzazione del quadro regolatorio nazionale, attraverso il riordino della disciplina dei regimi amministrativi applicabili alla costruzione, modifica ed esercizio degli impianti di produzione da fonti rinnovabili, nonché delle relative opere connesse e infrastrutture indispensabili.

11. In particolare, il Testo Unico ha perseguito l'obiettivo di semplificare e rendere maggiormente prevedibili i procedimenti autorizzativi, riducendo la frammentazione normativa stratificatasi nel tempo e introducendo una più chiara articolazione dei diversi regimi amministrativi – attività libera, procedura abilitativa semplificata (PAS) e autorizzazione unica – in funzione della tipologia, localizzazione e impatto degli interventi⁶.

12. Il successivo d.l. n. 175/2025⁷ ha ulteriormente rafforzato tale percorso, intervenendo su alcune criticità emerse in fase applicativa e introducendo misure volte a migliorare la certezza del quadro regolatorio, ad ampliare l'ambito delle semplificazioni procedurali e a favorire una più efficiente gestione amministrativa dei procedimenti, anche con riferimento agli impianti di accumulo, alle zone di accelerazione e alla digitalizzazione delle procedure autorizzative. In particolare, tale decreto è intervenuto su un profilo di particolare rilievo - e molto dibattuto - relativo alla definizione dei criteri generali per l'individuazione delle aree idonee all'installazione di impianti FER, ossia aree caratterizzate da regimi autorizzativi maggiormente semplificati e da tempistiche procedurali ridotte, introducendo nel Testo Unico gli articoli 11-bis *Aree idonee su terraferma*⁸, 11-ter *Aree idonee a mare (offshore)*⁹, 11-quater *Regimi amministrativi semplificati*¹⁰ e 11-quinquies *Zone di protezione*¹¹.

13. Tali interventi hanno contribuito a ridurre, almeno in parte, alcuni dei principali colli di bottiglia che storicamente hanno rallentato lo sviluppo del settore, segnalando una crescente consapevolezza istituzionale circa la necessità di rimuovere gli ostacoli amministrativi e regolatori che limitano gli investimenti e l'ingresso di nuovi operatori nel mercato della generazione da fonti rinnovabili.

3. Persistenti criticità e proposte

14. Nonostante i notevoli progressi conseguiti, persistono tuttora alcune residue criticità che potrebbero rallentare il tasso di crescita della capacità installata e, conseguentemente, compromettere il pieno raggiungimento degli obiettivi nazionali ed europei di sviluppo delle fonti rinnovabili al 2030. In particolare, continuano a emergere problematiche riconducibili al sistema di *governance* multilivello, alla persistente complessità dei procedimenti autorizzativi, ai ritardi nell'adeguamento delle infrastrutture di rete, nonché nelle procedure di allacciamento e nell'accesso alla capacità di connessione disponibile.

15. L'OCSE¹² e la Commissione europea¹³ hanno evidenziato che l'accelerazione della transizione energetica richiede ulteriori e più decisi interventi di semplificazione amministrativa, un rafforzamento delle infrastrutture energetiche e una maggiore certezza del quadro normativo-regolamentare per gli investitori.

nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina (c.d. Decreto Aiuti), convertito dalla legge 15 luglio 2022, n. 91; nonché il decreto-legge 24 febbraio 2023, n. 13, recante Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e del Piano nazionale degli investimenti complementari al PNRR (PNC), nonché per l'attuazione delle politiche di coesione e della politica agricola comune, convertito dalla legge 21 aprile 2023, n. 41 (c.d. Decreto PNRR 3).]

⁴ [Decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190, Disciplina dei regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili, in attuazione dell'articolo 26, commi 4 e 5, lettera b) e d), della legge 5 agosto 2022, n. 118.]

⁵ [Decreto legislativo 26 novembre 2025, n. 178, Disposizioni integrative e correttive al decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190, recante disciplina dei regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili, in attuazione dell'articolo 26, commi 4 e 5, lettere b) e d), della legge 5 agosto 2022, n. 118.]

⁶ [Peraltro, il citato Testo Unico FER non interveniva in via definitiva sulla potestà regionale sulla materia, e in particolare non affrontava il tema della individuazione dei criteri generali per la definizione delle Aree c.d. Idonee, vale a dire con processi autorizzativi più brevi e semplificati: tale circostanza si prestava pertanto a interpretazioni diverse a livello delle singole regioni e ha infatti portato di recente a diversi contenziosi. L'emanazione del d.m. 21 giugno 2024 (decreto c.d. Aree Idonee) non aveva, infatti, risolto la questione in ragione di un suo parziale annullamento da parte del TAR Lazio, intervenuto nel maggio 2025.]

⁷ [Decreto legge 21 novembre 2025, n. 175, Misure urgenti in materia di Piano Transizione 5.0 e di produzione di energia da fonti rinnovabili convertito con modificazioni dalla legge 15 gennaio 2026, n. 4.]

⁸ [La funzione del primo articolo è duplice: i. individuare aree automaticamente idonee (ope legis) e ii. fissare vincoli alle Regioni quando individuano aree ulteriori. L'articolo elenca molte categorie di aree considerate idonee automaticamente. Tra le principali: siti con impianti FER già esistenti (repowering/revamping); cave e miniere cessate o degradate; discariche chiuse; aree industriali; aree ferroviarie; fasce autostradali; aree aeroportuali; invasi artificiali/bacini. Il legislatore restringe il fotovoltaico a terra in aree agricole. Le Regioni, quando individuano ulteriori aree idonee, devono rispettare criteri imposti dallo Stato. Ad esempio, la preclusione di divieti generalizzati; la priorità alle aree antropizzate; la tutela dei siti sensibili; il rispetto degli obiettivi stabiliti nel PNIEC.]

⁹ [La norma riguarda, in particolare, l'eolico offshore e gli impianti marini.]

¹⁰ [Le principali semplificazioni consistono nella riduzione dei termini; nella compressione della discrezionalità, posta la già in parte presunta compatibilità territoriale, e nel coordinamento con la VIA, al fine di evitare duplicazioni istruttorie.]

¹¹ [Questa disposizione introduce un regime speciale per aree particolarmente sensibili, quali siti UNESCO, buffer zones, zone di protezione culturale e paesaggistica.]

¹² [Cfr. Studi economici dell'OCSE: Italia 2026, del 23 aprile 2026.]

16. In tale contesto, come ad esempio rilevato espressamente dall'OCSE¹⁴, ulteriori margini di miglioramento potrebbero rinvenirsi, in primo luogo, in una migliore gestione della *governance* multilivello che caratterizza i procedimenti autorizzativi in materia di fonti rinnovabili sul territorio nazionale. La persistente sovrapposizione di competenze e di livelli decisionali tra amministrazioni statali, regionali e locali continua, infatti, a rappresentare un rilevante fattore di complessità procedurale, suscettibile di determinare duplicazioni istruttorie, disallineamenti valutativi e conseguenti ritardi sia nei percorsi autorizzativi che, anche a valle di questi ultimi, nella fase di effettiva realizzazione dei progetti.

17. In tale prospettiva, potrebbero essere valutati interventi volti a rafforzare in via normativa il coordinamento tra i diversi livelli di governo, anche mediante l'istituzione di meccanismi permanenti di cooperazione interistituzionale, nonché a meglio implementare il meccanismo già esistente basato su obiettivi vincolanti definiti centralmente e flessibilità attuativa locale (cfr. articolo 11-*bis*, comma 5, TUFER). In particolare, sarebbe opportuno valutare l'introduzione di strumenti idonei a prevenire situazioni di stallo procedimentale, anche attraverso meccanismi sostitutivi o di intervento automatico da parte dello Stato in caso di inerzia amministrativa o persistente ritardo nel raggiungimento dei *target* regionali annualmente assegnati.

18. Un tale meccanismo rappresenterebbe, peraltro, una più puntuale e ampia declinazione del principio dell'interesse prevalente, di cui alle norme euro-unitarie di riferimento (Regolamento (UE) 2022/2577 e Direttiva RED III, recepita in Italia, almeno parzialmente, attraverso il TUFER), introdotto nell'ordinamento nazionale attraverso una trasposizione non troppo incisiva della Direttiva RED III. In particolare, il principio dell'interesse prevalente di cui all'articolo 3 del TUFER appare contenere una formulazione piuttosto generica e ampia delle motivazioni per cui lo stesso principio potrebbe non applicarsi, nella ponderazione degli interessi da effettuarsi nel corso degli *iter* amministrativi di approvazione dei progetti, mentre si può rilevare che nelle intenzioni del legislatore europeo il principio doveva assumere portata applicativa più pregnante.

19. A titolo esemplificativo, nella lettura evincibile dalle norme euro-unitarie, la presunzione di interesse pubblico prevalente dovrebbe porre un onere in capo all'amministrazione procedente di dimostrare, ai fini del mancato rilascio del titolo autorizzativo, con motivazione rafforzata, che il progetto presentato comporterebbe effetti di grave e irreparabile pregiudizio all'ambiente, che non possano essere mitigati o compensati¹⁵, mentre nell'ordinamento nazionale il riferimento alla mitigazione o compensazione non appare ripreso, considerandosi solo gli "effetti significativi sull'ambiente" tra le cause di esclusione dell'applicabilità del principio (cfr. richiamato articolo 3, TUFER)¹⁶. In questo senso, una più puntuale declinazione delle eccezioni all'applicabilità del principio dell'interesse pubblico prevalente e l'impostazione di meccanismi maggiormente pervasivi di intervento statale in caso di mancato raggiungimento dei *target* regionali potrebbero contribuire a rappresentare una più incisiva declinazione del principio richiamato a livello nazionale, in spirito maggiormente coerente con la cornice normativa euro-unitaria di riferimento.

20. In questo contesto, si potrebbero altresì immaginare ulteriori meccanismi di premialità per le Regioni più virtuose, ovvero benefici economici o altri tipi di incentivi per le comunità locali (es. priorità nell'assegnazione di fondi, risorse per compensazioni ambientali nelle zone interessate dalle installazioni o altri benefici che valgano a evitare un contrasto ai progetti di tipo "NIMBY" - *Not In My Back Yard*), volti a incentivare ulteriormente il veloce raggiungimento dei *target* a livello locale e, di conseguenza, nazionale.

21. Sotto il profilo del progressivo miglioramento dei tempi e dell'efficienza complessiva dell'azione amministrativa, al fine di favorire il sempre maggiore sviluppo delle fonti rinnovabili, ulteriori benefici potrebbero derivare dal rafforzamento delle competenze tecniche e della dotazione organica delle amministrazioni coinvolte nei procedimenti autorizzativi.

22. In coerenza con le indicazioni della Commissione europea¹⁷, appare in particolare opportuno promuovere percorsi di formazione specialistica rivolti alle amministrazioni pubbliche, soprattutto a livello regionale e locale, sulle tematiche tecniche, ambientali e regolatorie connesse all'installazione di impianti FER. La diffusione di maggiori competenze tecniche presso gli enti coinvolti potrebbe, infatti, contribuire a migliorare la qualità dell'istruttoria

¹³ [Cfr. Documento di lavoro dei Servizi della Commissione – Relazione per paese 2026 – Italia che accompagna il documento Raccomandazione di raccomandazione del Consiglio sulle politiche economiche, sociali, occupazionali, strutturali e di bilancio dell'Italia {COM(2026) 212 final}, del 3 giugno 2026.]

¹⁴ ["Nonostante il forte potenziale naturale delle energie rinnovabili e il rafforzamento delle politiche in materia, la nuova capacità di generazione e le relative infrastrutture di rete sono in ritardo rispetto agli obiettivi nazionali. I lunghi processi di autorizzazione, frammentati dalla struttura di governance multilivello dell'Italia, creano incertezza per gli investitori e ritardano i progetti. Le autorizzazioni devono passare attraverso diverse agenzie governative centrali e subnazionali, con regole e processi talvolta confliggenti. Sarebbe utile allineare meglio le norme e i piani territoriali delle amministrazioni subnazionali con i piani e le strategie nazionali di sviluppo energetico" (Rapporto OCSE cit., p. 16).]

¹⁵ [Cfr. considerando n. 8 Regolamento 2022/2577 e considerando n. 44 Direttiva 2023/2413.]

¹⁶ [Nell'intenzione del legislatore eurounitario le norme di cui trattasi appaiono perseguire una finalità ambientale su scala più vasta, e il principio dell'interesse pubblico prevalente avrebbe precipuamente il compito di orientare il bilanciamento degli interessi verso un favor per la diffusione degli impianti a fonte rinnovabile come in grado di contribuire al preservamento dell'ambiente nel medio-lungo periodo, laddove le amministrazioni procedenti potrebbero essere portate a (soprav)valutare l'impatto ambientale e territoriale del singolo impianto su una base prettamente locale, dando prevalenza alle esigenze di conservazione dello stato dei luoghi.]

¹⁷ ["Il rafforzamento della capacità delle pubbliche amministrazioni locali potrebbe favorire un rilascio più rapido delle autorizzazioni" (Relazione della Commissione per l'Italia 2026, cit., p. 21).]

amministrativa, ridurre i tempi decisionali e rendere maggiormente prevedibile l'esito dei procedimenti autorizzativi per gli operatori.

23. L'importanza del rafforzamento delle strutture amministrative, non solo sotto il profilo delle competenze specialistiche, ma anche delle dotazioni di organico, riguarda anche le istituzioni ministeriali che operano a livello statale a vario titolo nel rilascio di pareri o autorizzazioni, anche ambientali, per i progetti per l'installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili o sistemi di accumulo. L'aumento delle competenze e una più corretta parametrizzazione degli organici delle amministrazioni al numero crescente di pratiche riguardanti l'installazione degli impianti FER (o dei sistemi di accumulo c.d. BESS) potrebbe contribuire a evitare che l'innovazione e l'accelerazione dei processi prevista a livello normativo risulti in parte vanificata in sede attuativa, a causa dell'insufficienza delle risorse delle strutture amministrative preposte alle varie fasi del processo.

24. Ulteriore snodo fondamentale nel processo di accelerazione dello sviluppo delle fonti di energia rinnovabile (FER) concerne il tema degli allacci e delle connessioni degli impianti alle reti elettriche di trasmissione, gestite da Terna, e di distribuzione, gestite dai distributori locali (DSO), chiamate ad accogliere la capacità aggiuntiva installata. Anche per ciò che riguarda tali aspetti, rilevanti interventi di riforma sono stati recentemente adottati o risultano in corso di attuazione. In particolare, il recente decreto c.d. "Bollette"¹⁸ ha avviato una profonda revisione del sistema di accesso alla rete di trasmissione per gli impianti da fonti rinnovabili, introducendo meccanismi volti a superare il tradizionale criterio meramente cronologico di allocazione della capacità di rete e a favorire, anche attraverso il meccanismo di c.d. *open season*¹⁹, una più efficiente prioritizzazione dei progetti caratterizzati da maggiore probabilità di effettiva realizzazione, per ovviare al problema della c.d. saturazione virtuale della rete, dando mandato al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica di definire tramite decreto i criteri, anche funzionali, e le modalità operative a cui il TSO dovrà attenersi.

25. Il medesimo intervento normativo ha, inoltre, demandato all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) l'aggiornamento del c.d. TICA (Testo Integrato Connessioni Attive)²⁰, al fine di definire regole e criteri applicabili tanto al gestore della rete di trasmissione quanto ai gestori delle reti di distribuzione, in un'ottica di ulteriore semplificazione ed efficientamento delle procedure di connessione di impianti da fonte rinnovabile alle reti elettriche.

26. Al riguardo, nel rispetto delle competenze regolatorie dell'ARERA, l'Autorità suggerisce la valutazione di misure volte a rafforzare la trasparenza e la contendibilità dei processi di connessione, con particolare attenzione non soltanto ai criteri di prioritizzazione dei progetti, ma anche ai tempi di definizione dei relativi procedimenti.

27. In particolare, potrebbe valutarsi l'opportunità di esplicitare principi volti ad assicurare adeguati livelli di trasparenza e pubblicità dei tempi effettivi di lavorazione delle pratiche (e non solo indicazione dei tempi massimi), a vantaggio degli operatori del settore, nonché meccanismi idonei a ulteriormente promuovere il rispetto di tempistiche certe e ragionevoli da parte del TSO e dei DSO, così da ridurre ritardi suscettibili di rallentare l'ingresso di nuova capacità produttiva e incidere negativamente sulla contendibilità del mercato e sull'intero processo di accelerazione dello sviluppo produttivo da fonti FER.

4. Il disegno dei regimi concessori secondo principi concorrenziali

a. Distribuzione elettrica

28. Nel quadro descritto, di profonda trasformazione del sistema nazionale al fine di raggiungere gli obiettivi di transizione energetica e modifica del *mix* produttivo a vantaggio delle fonti rinnovabili, accanto alla promozione degli investimenti in nuova capacità di generazione da FER e alla semplificazione dei relativi processi autorizzativi, oltre che riduzione delle tempistiche di connessione degli impianti alla rete, assume rilievo strategico anche il necessario potenziamento delle infrastrutture di rete elettrica, sia di trasmissione sia di distribuzione, chiamate ad accogliere i volumi crescenti di capacità rinnovabile richiesti per il raggiungimento degli obiettivi e a gestire le maggiori esigenze di flessibilità derivanti dalla minore programmabilità di tali fonti rispetto alla generazione tradizionale.

29. In tale contesto, appare quindi necessario promuovere adeguati livelli di investimento e innovazione nelle reti, con particolare riferimento alle reti di distribuzione, il cui ruolo nell'evoluzione del sistema elettrico risulta sempre più centrale, ad esempio, per l'integrazione della generazione distribuita, dei sistemi di accumulo e delle configurazioni di autoconsumo.

¹⁸ [Decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21 "Misure urgenti per la riduzione del costo dell'energia elettrica e del gas in favore delle famiglie e delle imprese, per la competitività delle imprese e per la decarbonizzazione delle industrie, nonché disposizioni urgenti in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche e di integrazione dei centri di elaborazione dati nel sistema elettrico" (GU n. 42 del 20-02-2026), convertito con modificazioni dalla L. 10 aprile 2026, n. 49 (in G.U. 18/4/2026, n. 90).]

¹⁹ [Il meccanismo di *open season* consiste in un sistema di allocazione periodica della capacità di rete disponibile, basato sulla raccolta delle richieste di connessione entro finestre temporali predeterminate e sulla successiva valutazione comparativa dei progetti secondo criteri oggettivi di maturità e realizzabilità. Tale modello mira a superare la tradizionale logica *first come, first served*, riducendo fenomeni di accaparramento speculativo della capacità di rete e favorendo una più efficiente selezione dei progetti maggiormente idonei a contribuire, in tempi certi, allo sviluppo di nuova capacità rinnovabile.]

²⁰ [Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 e s.m.i..]

30. In coerenza con le osservazioni già formulate dall'Autorità in un precedente intervento segnalatorio *ad hoc*²¹, si osserva che soluzioni normative e regolamentari per il comparto suscettibili di comprimere o del tutto sopprimere la contendibilità del mercato, quali il prolungamento generalizzato e pluridecennale delle concessioni attualmente in essere²² appaiono in contrasto con l'esigenza di accelerazione degli investimenti infrastrutturali nelle reti di distribuzione elettrica per rispondere alle sfide richieste dalla necessaria transizione energetica.

31. E infatti, la qualità e un livello elevato di innovazione e di investimenti nelle reti di distribuzione sarebbero senza dubbio più efficacemente garantiti da procedure competitive trasparenti e non discriminatorie per l'assegnazione delle concessioni che pongano le esigenze di investimento al centro della competizione tra gli operatori economici per il conseguimento del titolo concessorio; ciò in particolare in un assetto strutturale del settore in Italia caratterizzato storicamente dal controllo di gran parte dell'attività di distribuzione elettrica da parte di un unico operatore.

32. Inoltre, anche in un momento successivo alle gare, l'esistenza nel mercato di una pluralità di imprese, secondo la letteratura economica, conduce a migliori risultati complessivi anche in termini di innovazione, oltre che di efficienza e di risultati conseguibili mediante la regolamentazione settoriale di carattere comparativo (c.d. *yardstick competition*).

33. Tanto premesso, a quadro normativo vigente, l'Autorità intende ribadire che, al fine di contemperare al massimo l'esigenza di ammodernamento e investimento nelle reti di distribuzione con la tutela della concorrenza, e anzi assicurare che la concorrenza tra gli operatori economici consenta il raggiungimento dei massimi livelli di investimento, nell'emananda decretazione ministeriale attuativa si dovrebbe quantomeno prevedere che: *i.* la durata dell'eventuale proroga sia strettamente limitata al tempo legato alla realizzazione degli investimenti effettivamente indispensabili nell'immediato e non rimandabili, per poi procedere nel minor tempo possibile all'indizione delle gare a evidenza pubblica per l'individuazione dei nuovi soggetti concessionari come originariamente previsto dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79²³; *ii.* laddove gli investimenti valutati quali assolutamente indispensabili nell'immediato avessero comunque caratteristiche tali da richiedere un tempo di recupero prolungato e assimilabile a quello indicato dalla norma primaria come limite massimo per la proroga, sia impostato un meccanismo tale per cui il gestore subentrante nelle gare sia tenuto a rifondere quota parte degli investimenti non ancora ammortizzati al gestore uscente.

34. In aggiunta a quanto già segnalato in passato e ribadito in questa sede, si suggerisce altresì la possibilità di prevedere, a fronte di eventuali inadempienze riscontrate nella realizzazione del piano straordinario degli investimenti da parte dei concessionari secondo un preciso cronoprogramma, meccanismi risolutivi espressi, evitando la rimodulazione dei piani e avviando anticipatamente le procedure per la riassegnazione delle concessioni tramite gara, anche prima della proroga originariamente concessa (prevedendo, anche in questo caso, eventuali meccanismi di rimborso al gestore uscente degli investimenti parziali non ancora ammortizzati).

35. Solo a fronte del pieno esplicarsi dei meccanismi concorrenziali nella forma della concorrenza *per* il mercato, anche nel settore della distribuzione elettrica, le reti di distribuzione potranno restare al passo con le sfide richieste dalla transizione energetica in atto, garantendo che la concorrenza tra operatori alimenti nel tempo l'innovazione e gli investimenti.

Nel contesto evolutivo descritto, in cui le reti di distribuzione elettrica rivestono un ruolo sempre più cruciale nel sistema elettrico, l'Autorità intende altresì ribadire l'auspicio²⁴ che sia modificata l'architettura del comparto, in modo da rafforzare le misure di separazione tra proprietà e gestione delle reti di distribuzione e attività svolte nei mercati energetici a valle in concorrenza, al fine di rendere il DSO un soggetto maggiormente terzo, indipendente e neutrale rispetto agli operatori di mercato.

36. Come già sottolineato in passato, infatti, le reti di distribuzione a più bassa tensione vanno assumendo un crescente ruolo di controparte obbligata nei confronti di imprese che, operando nei mercati a valle, si trovano spesso in concorrenza con soggetti appartenenti ai medesimi gruppi verticalmente integrati degli stessi distributori. Tale circostanza suggerisce la necessità, dal punto di vista concorrenziale, che venga rafforzato il ruolo di soggetto terzo e indipendente del distributore stesso.

37. Si noti che queste stesse indicazioni, volte a suggerire miglioramenti in senso proconcorrenziale del comparto della distribuzione elettrica lungo le due linee direttrici illustrate, sono state espresse anche dalla Commissione europea, nel recente documento di lavoro a supporto delle raccomandazioni del Consiglio 2026 per l'Italia²⁵, in cui si legge: *"La legge di bilancio 2025 dell'Italia consente il rinnovo delle concessioni ai gestori dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica attraverso la presentazione di "piani straordinari di investimento", anziché tramite gare competitive per ambito, come invece previsto dal decreto legislativo n. 79/1999. Qualora siano l'unica opzione praticabile per effettuare investimenti urgenti, tali proroghe devono essere essenziali, efficienti in termini di costi e*

²¹ [Cfr. AS2079 - Proroga delle concessioni per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, del 24 aprile 2025 (in Bollettino n. 18/2025).]

²² [Cfr. Legge n. 207 del 30 dicembre 2024, bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2025 e bilancio pluriennale per il triennio 2025-2027, in G.U. n. 305 del 31 dicembre 2024 ("Legge di Bilancio 2025").]

²³ [D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79, di recepimento della direttiva comunitaria 96/92/CE del Parlamento e del Consiglio del 19 dicembre 1996 recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.]

²⁴ [Cfr. AS1824 - Proposte di riforma concorrenziale relative ai settori dell'energia elettrica e del servizio idrico integrato ai fini della legge annuale per il mercato e la concorrenza anno 2022, del 31 marzo 2022 (in Bollettino n. 13/2022).]

²⁵ [Cfr. Documento di lavoro dei Servizi della Commissione – Relazione per paese 2026 – Italia, del 3 giugno 2026, cit..]

devono andare oltre gli investimenti previsti o i lavori sovvenzionati con fondi pubblici. Inoltre la proroga deve essere limitata al tempo necessario per l'esecuzione dei lavori. Data l'evoluzione del ruolo svolto dai gestori dei sistemi di distribuzione nel contesto del crescente prosumerismo, potrebbe essere giustificato intensificarne il controllo e rafforzarne l'indipendenza, in termini di forma giuridica, struttura organizzativa e processi decisionali, dalle attività non connesse alla distribuzione".

b. Distribuzione del gas naturale

38. Anche il settore della distribuzione del gas naturale sta attraversando una fase complessa, legata, da un lato, alla difficoltosa attuazione del modello delle c.d. gare gas previsto sin dai primi anni Duemila²⁶ per il riassetto del settore - tema rispetto al quale l'Autorità ha profuso numerosi sforzi per contribuire all'avvio delle procedure suggerendo interventi normativi idonei a rimuovere i possibili ostacoli all'indizione e svolgimento delle stesse²⁷ - dall'altro, alle sfide della transizione energetica, che vedono un progressivo declino dell'utilizzo del vettore gas a favore del vettore elettrico e richiedono, anche per questo, di ripensare in chiave prospettica l'uso delle reti del gas naturale, ad esempio per il trasporto di c.d. *biogases* o idrogeno.

39. Secondo l'Autorità, è opportuno affrontare le due tematiche sotto una prospettiva unitaria, considerato lo stretto legame esistente tra le gare e l'innovazione.

Sotto il primo profilo, risulta che il processo di espletamento delle gare d'ATEM nel settore della distribuzione del gas naturale stia conoscendo una fase di almeno parziale rilancio²⁸, ma i numeri delle procedure espletate sono ancora ben lontani da una prospettiva di completamento del processo.

40. L'Autorità intende ribadire ancora una volta l'importanza che anche in questo settore riveste lo strumento della gara per la selezione del concessionario, in quanto modalità che garantisce di estrarre le migliori risorse presenti sul mercato, in termini di efficienza del servizio, ma anche di investimenti necessari all'innovazione, che in questo contesto deve coincidere anche con la ricerca dei modelli più promettenti di possibile riconversione delle reti verso il trasporto di gas maggiormente ecocompatibili o di idrogeno.

41. Quanto al funzionamento degli strumenti di concorrenza per il mercato e di impiego del meccanismo della gara a fini di massimizzazione dei risultati complessivi ottenibili per il sistema, l'Autorità ritiene in primo luogo fondamentale assicurare che non solo le gare si svolgano, ma che le stesse siano effettivamente caratterizzate da un sufficiente grado di competitività tra operatori.

42. In questo senso, l'Autorità intende sottolineare che eventuali scenari di ridisegno e accorpamento degli ATEM, asseritamente presentati nel dibattito pubblico quale modalità di superamento degli ostacoli che hanno frenato l'implementazione del modello delle gare gas, andrebbero attentamente ponderati e calibrati rispetto alla struttura del settore della distribuzione in Italia, caratterizzata a oggi dalla presenza di un solo grande operatore e una pleora di soggetti di minori dimensioni. Occorre infatti evitare che la competizione su ambiti troppo vasti non consenta l'esercizio di una reale pressione competitiva da parte degli operatori minori, per l'impossibilità di raggiungere la scala dimensionale necessaria per partecipare, vanificando quindi i benefici ottenibili attraverso l'impiego degli strumenti di concorrenza.

43. Sotto il secondo e connesso profilo dell'importanza dell'innovazione tecnologica e degli investimenti quale fattore competitivo per garantire uno sviluppo delle reti gas coerente con l'assetto evolutivo del sistema energetico, l'Autorità intende altresì sottolineare la necessità di un effettivo ripensamento del modello di innovazione e di investimenti attualmente previsto nello schema dei bandi di gara, che guardi maggiormente al futuro, privilegiando non tanto l'estensione dimensionale delle reti, criterio a oggi prevalente, quanto i progetti e gli investimenti degli operatori che già favoriscano una futura riconversione delle reti per il trasporto di gas rinnovabili o idrogeno.

44. In questo senso, come rilevato anche dal regolatore di settore ARERA nella propria memoria in merito allo schema di decreto legislativo recante attuazione della Direttiva (UE) 2024/1788²⁹, esiste un'attuale contraddizione, che andrebbe sanata, tra i criteri attualmente previsti dalla normativa vigente (d.m. 226/2011) per le gare per l'affidamento delle concessioni di distribuzione del gas naturale, finalizzati a premiare lo sviluppo delle reti, e, ad esempio, la previsione di c.d. Piani di dismissione della rete per i gestori di distribuzione del gas naturale, come

²⁶ [Come ben noto, la selezione del concessionario del servizio di distribuzione del gas attraverso procedure di concorrenza per il mercato veniva stabilita già dal d.lgs. 23 maggio 2000, n. 164, di attuazione della direttiva 98/30/CE. Per la successiva declinazione del modello delle gare d'ATEM, cfr. successivamente Decreto Ministeriale 12 novembre 2011, n. 226 "Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale, in attuazione dell'articolo 46-bis del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222".]

²⁷ [Cfr. a titolo esemplificativo: AS1262 Gare per il servizio di distribuzione del gas naturale previste dall'art. 14 del d.lgs n. 164/2000 dell'11 marzo 2016, in Bollettino n. 7/2016; AS1550 Concessioni e criticità concorrenziali del 20 dicembre 2018, in Bollettino n. 48/2018; AS1633 Pubblicazione dei bandi di gara per l'aggiudicazione del servizio di distribuzione del gas naturale del 19 novembre 2019, in Bollettino n. 51/2019; AS1730 Proposte di riforma concorrenziale ai fini della legge annuale per il mercato e la concorrenza anno 2021 del 22 marzo 2021, in Bollettino n. 13/2021.]

²⁸ [Risultano circa 16 ulteriori bandi pubblicati più di recente (rispetto ai solo 12 bandi conclusi in circa 13 anni), a cui se ne aggiungono altri 10 inviati all'ARERA (di cui 5 in attesa di pubblicazione).]

²⁹ [Cfr. schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva (UE) 2024/1788, relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che modifica la direttiva (UE) 2023/1791 e che abroga la direttiva 2009/73/CE (atto del Governo sottoposto a parere parlamentare n. 395, parere favorevole con osservazioni del 23 giugno 2026).]

contemplati dall'articolo 27, comma 2, dello schema di decreto in argomento, che introdurrebbe un nuovo articolo 16-bis del decreto legislativo n. 93/2011.

45. A tale riguardo, appare necessaria una rapida adozione dell'atteso decreto ministeriale di revisione dei criteri per le gare gas³⁰, che, in particolare, eliminando le discrasie sopra evidenziate, definisca criteri aggiornati alla prospettiva della futura riconversione delle reti, in un'ottica maggiormente coerente con gli scenari evolutivi in atto, e non all'ulteriore generalizzata estensione delle infrastrutture di distribuzione del gas naturale, salvo necessità specifiche delle porzioni di rete interessate.

46. Ulteriori interessanti aspetti di riflessione, dal punto di vista competitivo e di assetto dei due settori, potranno in futuro derivare dalla possibile sempre maggiore integrazione tra i due sistemi, delle reti di distribuzione gas e distribuzione elettrica, ad esempio impiegando le prime, che risultano quelle interessate, in prospettiva, da minore utilizzo - dato il progressivo spostamento degli usi verso il vettore elettrico - anche come strumento di *storage* capace di assorbire forme di energia prodotte in momenti di sovrapproduzione. Sebbene si tratti di aspetti ancora embrionali di possibile sviluppo prospettico del sistema³¹, l'Autorità ritiene che l'effettiva implementazione e mantenimento di un modello di gare a evidenza pubblica per l'assegnazione delle concessioni per il servizio di distribuzione in entrambi i settori potrà in futuro anche contribuire a gestire tale potenziale e promettente interessenza.

c. Concessioni idroelettriche e investimenti per la valorizzazione del patrimonio esistente

47. Un ulteriore profilo di notevole rilievo concorrenziale riguarda la disciplina delle concessioni per le grandi derivazioni idroelettriche, un asset dall'indubbia rilevanza strategica nell'ambito del percorso di transizione energetica intrapreso dal Paese. La produzione idroelettrica rappresenta, infatti, una componente essenziale del sistema energetico nazionale, non soltanto per il contributo alla generazione da fonti rinnovabili, ma anche per il ruolo svolto in termini di programmabilità, flessibilità e capacità di bilanciamento della rete.

48. In tale contesto, assume particolare rilievo la necessità di favorire interventi di ammodernamento e valorizzazione del patrimonio impiantistico esistente, attraverso investimenti finalizzati alla sicurezza delle infrastrutture, nonché all'incremento della capacità produttiva e dell'efficienza, al fine di garantire il pieno raggiungimento degli obiettivi nazionali ed europei di sviluppo delle fonti rinnovabili.

49. La limitata disponibilità della risorsa idrica rende, peraltro, necessario che l'affidamento delle concessioni per lo sfruttamento avvenga attraverso meccanismi di concorrenza per il mercato, quale strumento maggiormente idoneo a garantire il più alto livello di investimenti, e, quindi, ad assicurare un più ampio e dinamico sviluppo del settore, massimizzando il beneficio collettivo³².

50. La disciplina vigente in materia di assegnazioni delle concessioni delle grandi derivazioni idroelettriche è contenuta nell'articolo 12 del d.lgs. n. 79/1999³³ - modificato da ultimo dalla l. n. 118/2022³⁴ - che detta una normativa di principio, rimettendo quella di dettaglio ad apposite leggi regionali³⁵.

51. In particolare, le Regioni possono assegnare le concessioni secondo tre modalità alternative: i) l'espletamento di gare con procedura a evidenza pubblica, ii) la costituzione di società a capitale misto pubblico-privato nelle quali il socio privato è scelto tramite gara a doppio oggetto, oppure iii) il ricorso al modello del *project financing*³⁶. Lo

³⁰ [Decreto di aggiornamento dei criteri di gara previsti dal regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro per i rapporti con le regioni e la coesione territoriale 12 novembre 2011, n. 226, di cui sono circolate alcune versioni in bozza, in discussione in Conferenza Unificata.]

³¹ [Sebbene, ad esempio, sia già previsto che i piani decennali di sviluppo della rete elettrica e della rete del gas naturale debbano essere coordinati (cfr. art. 16, d. lgs. 93/2011, peraltro in corso di aggiornamento da parte dello schema di decreto legislativo recante attuazione della Direttiva (UE) 2024/1788, cit.).]

³² [Come noto, per il diritto dell'Unione europea la gestione di centrali per la generazione di energia idroelettrica costituisce un servizio fornito dietro retribuzione ai sensi della Direttiva 2006/123/UE (c.d. Direttiva Servizi) che richiede, pertanto, il ricorso a procedure competitive per la relativa assegnazione (cfr. procedura d'infrazione 2011/2026). La rilevanza del ricorso a procedure competitive nell'affidamento delle concessioni idroelettriche è stata inoltre riconosciuta nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), che ha previsto, quale impegno della riforma della concorrenza, l'introduzione di un quadro normativo volto a rendere obbligatorio lo svolgimento di gare per i contratti di concessione per l'energia idroelettrica e a superare progressivamente il ricorso alle proroghe delle concessioni in essere (cfr. Milestone M1C2-6).]

³³ [Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.]

³⁴ [In particolare, l'art. 7 della l. n. 118/2022 ha previsto l'introduzione nell'art. 12 del d.lgs. n. 79/1999 del comma 1-ter.1 e la modifica dei commi 1-quater e 1-sexies, disponendo che le procedure di assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche siano effettuate ai sensi del comma 1-ter e in ogni caso secondo parametri competitivi, equi e trasparenti, con la previsione di termini per l'avvio delle procedure di assegnazione e, in mancanza, la possibilità per il Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili di proporre l'esercizio del potere sostitutivo.]

³⁵ [Il comma 1-ter dell'art. 12 prevede che le Regioni disciplinino con propria legge, entro un anno dalla data di entrata in vigore della norma (i.e. dal 15/12/2018) e comunque non oltre il 31 marzo 2020, le modalità e le procedure di assegnazione delle concessioni in oggetto, mentre il comma 1 quater dispone che tali procedure sono avviate entro due anni dalla data di entrata in vigore della legge regionale e comunque non oltre il 31 dicembre 2023.]

³⁶ [L'affidamento diretto a società a capitale interamente pubblico (modello in house) non trova spazio fra i criteri utilizzabili dalle regioni a statuto ordinario, e tuttavia non è esclusa in alcune Province e Regioni a Statuto Speciale, in virtù della loro autonomia statutaria.]

svolgimento delle procedure di assegnazione deve in ogni caso svolgersi secondo parametri competitivi, equi e trasparenti³⁷.

52. Nella propria attività di *advocacy*, l'Autorità ha più volte sottolineato la rilevanza concorrenziale di tale settore, da cui discende la necessità di garantire quale modalità ordinaria di assegnazione delle concessioni il ricorso a procedure eque, non discriminatorie e trasparenti, che garantiscano la massima partecipazione degli operatori ed evitino l'introduzione di misure tali da avvantaggiare impropriamente il gestore uscente³⁸.

53. Da ultimo, l'Autorità ha altresì evidenziato il potenziale anticoncorrenziale del diritto di prelazione previsto all'interno dell'istituto del *project financing* indicato tra le modalità di assegnazione delle concessioni³⁹; tale istituto è stato oggetto, peraltro, di una recente pronuncia della Corte di Giustizia che ne ha dichiarato la contrarietà al diritto dell'Unione europea per violazione dei principi di parità di trattamento e di concorrenza, di cui alla Direttiva 2014/23/UE, nonché della libertà di stabilimento, di cui all'articolo 49 TFUE⁴⁰.

54. Tuttavia, il processo di attuazione della disciplina vigente a livello nazionale appare caratterizzato da rilevanti ritardi⁴¹.

55. Nonostante il quadro normativo abbia dettato, infatti, una tempistica stringente per l'adozione delle leggi regionali e l'avvio delle procedure di assegnazione, le stesse risultano tuttora in larga parte in una fase di stallo, determinando il permanere di situazioni nelle quali gli impianti continuano a essere gestiti dai concessionari storici. Ciò rischia di incidere negativamente non soltanto sulla contendibilità del mercato, ma anche sulla realizzazione degli investimenti necessari per il pieno sfruttamento del potenziale del comparto idroelettrico.

56. Alla luce di quanto sopra rilevato, al fine di superare i ritardi nell'attuazione della disciplina da parte delle Regioni, sarebbe opportuna una modifica dell'articolo 12 del d.lgs. n. 79/1999 prevedendo nuovi termini aventi carattere perentorio sia per l'approvazione delle leggi regionali, che per l'avvio delle procedure competitive di nuova assegnazione delle concessioni, nonché per l'esercizio dei poteri sostitutivi già previsti in caso di inerzia delle Regioni⁴², così da evitare il protrarsi ingiustificato delle gestioni in essere.

57. Permangono, inoltre, criticità connesse alla verifica dell'effettiva realizzazione degli investimenti programmati da parte degli attuali concessionari. L'assenza di strumenti efficaci di monitoraggio e di meccanismi sanzionatori adeguati in caso di mancato rispetto degli obblighi assunti può determinare una significativa divergenza tra gli impegni dichiarati in sede di affidamento e la concreta attuazione degli interventi necessari per l'ammodernamento degli impianti. Tale profilo assume particolare rilevanza in un settore nel quale una parte significativa del parco impianti necessita di interventi di manutenzione straordinaria, efficientamento tecnologico e adeguamento alle nuove esigenze del sistema energetico nazionale⁴³.

In questo senso, nell'ambito della modifica dell'articolo 12 del d.lgs. n. 79/1999, si propone altresì di inserire la previsione di adeguati meccanismi di monitoraggio sull'effettiva realizzazione degli investimenti programmati, nonché di strumenti sanzionatori proporzionati e, nei casi di grave o persistente inadempimento, di meccanismi di cessazione anticipata del rapporto concessorio.

58. Con specifico riferimento alle gare, si ritiene che esse dovrebbero costituire la modalità preferenziale di assegnazione delle concessioni, in quanto strumento maggiormente idoneo a garantire non solo un'efficiente allocazione della risorsa pubblica⁴⁴, ma anche la realizzazione degli investimenti strategici necessari al perseguimento dell'interesse pubblico prevalente individuato dall'articolo 16-septies della Direttiva UE 2018/2001⁴⁵.

59. In questa prospettiva, i criteri di valutazione delle offerte dovrebbero attribuire particolare rilievo alla qualità e alla consistenza dei piani vincolanti di investimento presentati dai concorrenti, corredati in ogni caso da

³⁷ "[...] tenendo conto della valorizzazione economica dei canoni concessori [...] e degli interventi di miglioramento della sicurezza delle infrastrutture esistenti e di recupero della capacità di invaso, prevedendo a carico del concessionario subentrante un congruo indennizzo, [...] che tenga conto dell'ammortamento degli investimenti effettuati dal concessionario uscente, definendo la durata della concessione, nel rispetto dei limiti previsti dalla normativa vigente, sulla base di criteri economici fondati sull'entità degli investimenti proposti [...]" (cfr. comma 1 ter.1 inserito dalla l. n. 118/2022).]

³⁸ [Cfr. AS1730 Proposte di riforma concorrenziale ai fini della legge annuale per il mercato e la concorrenza anno – 2021, in Bollettino n. 13/2021).]

³⁹ [Cfr. AS2045 Proposte di riforma concorrenziale ai fini della legge annuale per il mercato e la concorrenza – anno 2024 in Bollettino n. 1/2025.]

⁴⁰ [Cfr. CGUE, sez. II, sentenza 5 febbraio 2026, causa C-810/24.]

⁴¹ [Sia con riferimento all'adozione delle leggi da parte delle Regioni, che alla successiva organizzazione delle gare per l'assegnazione delle concessioni.]

⁴² [Cfr. il comma 1-quater dell'art. 12, che richiama la disciplina attuativa dell'art. 120 Cost. di cui all'art. 8 della l. n. 131/2003.]

⁴³ [Cfr., tra gli altri, Ricerca sul Sistema Energetico – RSE S.p.A. (GSE), Il ruolo dell'idroelettrico nel processo di transizione energetica, 2024 (paragrafo Il ruolo dell'idroelettrico negli scenari al 2030, pagg. 50 e ss.).]

⁴⁴ [Cfr., in proposito, quanto rilevato alla nota 32.]

⁴⁵ [Cfr. art. 16-septies - Interesse pubblico prevalente -: "Entro il 21 febbraio 2024, fino al conseguimento della neutralità climatica, gli Stati membri provvedono affinché, nella procedura di rilascio delle autorizzazioni, la pianificazione, la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia rinnovabile, la connessione di tali impianti alla rete, la rete stessa e gli impianti di stoccaggio siano considerati di interesse pubblico prevalente [...]". Tale disposizione è richiamata dall'art. 3 del TUFER.]

cronoprogrammi e obiettivi verificabili, aventi a oggetto interventi volti a incrementare sicurezza, capacità produttiva ed efficienza degli impianti esistenti.

60. Inoltre, al fine di garantire l'effettiva competitività delle gare, ponendo tutti i potenziali operatori interessati in condizioni di redigere il piano vincolante di investimenti da sottoporre all'amministrazione concedente, essi dovrebbero potere accedere, su un piano di parità rispetto al soggetto *incumbent*, al rapporto di fine concessione e a tutta la documentazione tecnica necessaria. Correlativamente, si ritiene altresì necessario prevedere l'attribuzione all'amministrazione concedente di adeguati poteri sanzionatori nei confronti del gestore uscente che ometta di fornire le informazioni richieste, ovvero ne fornisca di inesatte o fuorvianti, oppure non le fornisca entro il termine stabilito.

II. Disciplina a tutela della concorrenza

1. Obbligo di stand still nel controllo delle concentrazioni

61. Nel diritto nazionale, sono soggette a obbligo di preventiva comunicazione all'Autorità le concentrazioni tra imprese indipendenti che raggiungano determinate soglie di fatturato. L'obbligo di preventiva notifica comporta il divieto per i soggetti interessati di coordinare il proprio comportamento sul mercato, se del caso esercitando il controllo sull'impresa acquisenda, prima che siano compiuti gli adempimenti di cui all'articolo 16 della l. n. 287/1990.

62. Tale obbligo di astensione, tuttavia, non si estende al lasso temporale necessario per valutare l'impatto concorrenziale dell'operazione una volta che sia stata notificata, talché le imprese interessate ben possono procedere alla sua realizzazione, senza dover attendere le determinazioni finali dell'Autorità. Per converso, l'articolo 17 della l. n. 287/1990 dispone che *"l'Autorità, nel far luogo all'istruttoria di cui all'articolo 16, può ordinare alle imprese interessate di sospendere la realizzazione della concentrazione fino alla conclusione dell'istruttoria"*.

63. Sotto tale profilo, il diritto italiano si discosta vistosamente dal paradigma euro-unitario. Ai sensi dell'articolo 7, par. 1, del Regolamento (CE) n. 139/2004, infatti, una concentrazione destinata a essere esaminata dalla Commissione europea *"non può essere realizzata prima di essere notificata, né prima di essere stata dichiarata compatibile con il mercato comune da una decisione adottata a norma dell'articolo 6, paragrafo 1, lettera b), o dell'articolo 8, paragrafo 1 o paragrafo 2, ovvero sulla base della presunzione di cui all'articolo 10, paragrafo 6"*. Analoghe previsioni sono in vigore in tutti gli Stati membri dell'Unione europea e nei Paesi dello Spazio economico europeo dotati di un regime di controllo delle concentrazioni⁴⁶, tanto da rendere la norma italiana nella sua attuale formulazione praticamente un *unicum* nel panorama europeo.

64. Come evidenziato dall'Autorità⁴⁷, risulta opportuno modificare la norma interna per armonizzarla alla corrispondente disposizione del diritto dell'Unione.

65. In linea generale, l'Autorità conviene con il legislatore europeo, secondo cui *"la realizzazione della concentrazione dovrebbe essere sospesa fino all'adozione di una decisione definitiva"* da parte dell'autorità cui ne è demandata la valutazione concorrenziale⁴⁸: ciò in quanto – laddove all'esito dell'istruttoria l'operazione già realizzata si rivelasse destinata a incidere pregiudizievolemente sulle dinamiche concorrenziali dei mercati interessati e fosse dunque vietata – il ripristino dello *status quo ante* concorrenziale potrebbe risultare disagevole o addirittura per certi versi impossibile.

66. Nell'ordinamento interno, l'Autorità, con il provvedimento che conclude l'istruttoria, *"se l'operazione di concentrazione è già stata realizzata, può prescrivere le misure necessarie a ripristinare condizioni di concorrenza effettiva, eliminando gli effetti distorsivi"*⁴⁹. Tuttavia, almeno con riferimento a talune categorie di operazioni, come quelle che prevedono una fusione o una inestricabile integrazione dei soggetti interessati, la concreta applicazione delle misure di deconcentrazione adottate dall'Autorità, in ossequio alla disposizione da ultimo citata, può rivelarsi irta di ostacoli e comportare gravosi oneri di *compliance* per le imprese e di monitoraggio per l'Autorità.

67. Peraltro, ove le imprese competano sui medesimi mercati e all'esito della realizzazione dell'operazione abbiano già coordinato le proprie politiche commerciali, inclusi i prezzi – impregiudicata l'applicabilità dell'articolo 2 della l. n. 287/1990 e dell'articolo 101 TFUE – i conseguenti effetti di perturbazione della concorrenza sarebbero con ogni probabilità irreversibili, anche qualora l'Autorità intervenisse con lo strumento deconcentrativo.

68. Per queste ragioni, l'Autorità ritiene necessaria una modifica dell'articolo 17 della l. n. 287/1990, che introduca anche nel nostro ordinamento il c.d. obbligo di *stand still*.

69. L'Autorità precisa che la prospettata novella legislativa non determinerebbe alcun inasprimento significativo degli oneri gravanti sulle imprese in relazione al regime di controllo delle concentrazioni. Infatti, già allo stato una percentuale rilevante delle operazioni di concentrazione notificate all'Autorità ex articolo 16 della l. n. 287/1990 è corredata da una clausola sospensiva, che ne condiziona la realizzazione alla previa decisione positiva dell'Autorità in

⁴⁶ [Soltanto il Lussemburgo e il Liechtenstein non hanno regole per il controllo delle operazioni di concentrazione. Peraltro, risulta che il Lussemburgo stia valutando l'opportunità di introdurre un regime di controllo delle concentrazioni che potrebbe prevedere un obbligo di *stand still*.]

⁴⁷ [Cfr. AS2045 Proposta di riforma concorrenziale ai fini della legge annuale per il mercato e la concorrenza – Anno 2024, in Bollettino n. 1/2025.]

⁴⁸ [Cfr. considerando 34, Regolamento (CE) n. 139/2004.]

⁴⁹ [Si v. art. 18, comma 3, l. n. 287/1990.]

ordine alla compatibilità con la concorrenza. Inoltre, a differenza di quanto avviene a livello UE (in cui la Commissione europea richiede sistematicamente la c.d. fase di pre-notifica, anche per operazioni di scarsa rilevanza, fase che talvolta può anche durare diversi mesi), in Italia la fase di pre-notifica è meramente eventuale, tanto che si ricorre alla stessa soltanto in un numero ridotto di casi. In pratica, nella grande maggioranza delle operazioni soggette a obbligo di notifica, il perfezionamento dell'operazione sarebbe ritardato di un mese.

70. Più di recente, tuttavia, l'Autorità ha rilevato che in un certo numero di operazioni potenzialmente suscettibili di un esame approfondito le parti notificanti non hanno previsto tale clausola e, in alcuni casi, hanno proceduto a realizzare la concentrazione prima che l'Autorità completasse la propria valutazione.

71. In relazione a tali ipotesi, il ricorso sistematico a provvedimenti di sospensione temporanea ex articolo 17 della l. n. 287/1990 – in disparte gli oneri aggiuntivi che comporterebbe per l'Amministrazione, nel contesto di un procedimento amministrativo caratterizzato da tempistiche assai serrate – non sarebbe comunque risolutivo. Infatti, l'Autorità può esercitare il potere di sospensione solo “nel far luogo all'istruttoria”, ovvero con il provvedimento di cui all'articolo 16, comma 4, della l. n. 287/1990, assunto entro trenta giorni dal ricevimento della notifica: di talché risulterebbe comunque uno iato temporale entro il quale le imprese potrebbero legittimamente portare a termine l'operazione comunicata, in quanto l'Autorità non potrebbe avviare immediatamente la c.d. “fase due” senza addirittura rinunciare alla fase pre-istruttoria, comprimendo in misura intollerabile i tempi complessivi dell'accertamento.

72. Per altro verso, l'auspicata modifica normativa non pare destinata a causare delle sproporzionate rigidità per la condotta delle imprese, in quanto – come d'altronde già accade nel diritto dell'Unione per la Commissione europea – anche nell'ordinamento interno potrà attribuirsi all'Autorità il potere di concedere una deroga dall'obbligo di sospensione, su domanda motivata delle imprese interessate, se del caso subordinata a condizioni e oneri destinati a garantire condizioni di effettiva concorrenza.

73. Sulla falsariga di quanto previsto dal Regolamento (CE) n. 139/2004, la legge nazionale potrà altresì disporre che, nel decidere se concedere o meno una deroga, l'Autorità tenga conto di tutti i fattori pertinenti, quali la natura e la gravità del pregiudizio che dalla sospensione può derivare per le imprese interessate o per i terzi, nonché la portata degli ostacoli che l'operazione potrebbe causare alla concorrenza.

74. L'armonizzazione del quadro giuridico nazionale al paradigma euro-unitario accrescerà la certezza giuridica per tutti gli operatori economici, con particolare riguardo alle imprese operanti in una pluralità di Stati membri, in quanto le nuove norme, in virtù della previsione di cui all'articolo 1, comma 4, della l. n. 287/1990, saranno interpretate in conformità agli arresti giurisprudenziali dei giudici dell'Unione.

75. Infine, appare necessario, una volta introdotto un obbligo di *stand still*, prevedere sanzioni efficaci per la sua eventuale violazione. Come previsto a livello UE, si ritiene che un adeguato effetto di deterrenza possa essere assicurato da sanzioni che arrivino fino al 10% del fatturato delle imprese interessate dall'operazione di concentrazione (le stesse attualmente previste dall'articolo 19 comma 1, in caso di realizzazione di una concentrazione vietata o di inottemperanza alle prescrizioni dell'Autorità per eliminare gli effetti distorsivi di una concentrazione già realizzata). Al contempo, per dotare l'Autorità della massima flessibilità nel graduare l'entità delle sanzioni, appare opportuno eliminare il minimo edittale dell'1%, che potrebbe risultare eccessivo per punire violazioni relative a operazioni con un impatto trascurabile sulla concorrenza.

76. L'Autorità suggerisce pertanto che gli artt. 17 e 19 della l. n. 287/1990 siano modificati nel senso descritto.

1. Sostituire l'articolo 17 della legge 10 ottobre 1990, n. 287 con il seguente:

“1. Una operazione di concentrazione che deve essere previamente comunicata all'Autorità ai sensi dell'articolo 16, comma 1, non può essere realizzata prima che l'Autorità abbia adottato la decisione di non avviare l'istruttoria ai sensi dell'articolo 16, comma 4, del DPR 30 aprile 1998 n. 217, ovvero di chiudere l'istruttoria ai sensi dell'articolo 18, comma 2, della presente legge.

2. Nel caso di operazioni di concentrazione la cui notifica sia stata richiesta dall'Autorità ai sensi dell'articolo 16, comma 1-bis, nel far luogo all'istruttoria di cui all'articolo 16 l'Autorità può ordinare alle imprese interessate di sospendere la realizzazione della concentrazione fino alla conclusione dell'istruttoria.

3. Il divieto di cui ai commi precedenti non osta alla esecuzione di un'offerta pubblica o di una serie di transazioni su valori mobiliari, compresi quelli convertibili in altri valori mobiliari ammessi alla negoziazione in un mercato, quale una borsa valori, per effetto delle quali si acquisisce il controllo, ai sensi dell'articolo 7, rilevandolo da più venditori, a condizione che:

a) l'operazione di concentrazione sia stata tempestivamente comunicata all'Autorità ai sensi dell'articolo 16, comma 1;

b) l'acquirente non eserciti i diritti di voto inerenti ai valori mobiliari in questione, ovvero li eserciti soltanto ai fini di mantenere il pieno valore dei suoi investimenti in base a una deroga accordata dall'Autorità ai sensi del comma 4.

4. L'Autorità, su domanda adeguatamente motivata presentata dalle imprese interessate prima della notifica o successivamente, può accordare in ogni momento una deroga al divieto di cui al comma 1. Nel decidere se accogliere tale domanda, l'Autorità tiene conto tra l'altro degli effetti che la sospensione può produrre su una o più delle imprese interessate dalla concentrazione e sui terzi e del pregiudizio che la concentrazione può arrecare alla concorrenza. La deroga può essere subordinata a condizioni e oneri destinati a garantire condizioni di effettiva concorrenza”.

2. Sostituire l'articolo 19, comma 1, della legge 10 ottobre 1990, n. 287, con il seguente:

“1. Qualora le imprese realizzino un'operazione di concentrazione in violazione dei divieti di cui agli articoli 17, commi 1 e 2, o 18, comma 1, o non ottemperino alle prescrizioni di cui al comma 3 dell'articolo 18, l'Autorità infligge sanzioni amministrative pecuniarie fino al dieci per cento del fatturato delle imprese interessate”.

2. Modifica dell'articolo 4 e abrogazione dell'articolo 13 della legge n. 287/1990 in tema di autorizzazione in deroga delle intese

77. Al fine di garantire il pieno allineamento dell'ordinamento nazionale al diritto dell'Unione europea in materia di concorrenza, appare opportuno procedere a un aggiornamento della disciplina dettata dalla legge nazionale in tema di intese restrittive della concorrenza.

78. In particolare, l'articolo 4 della l. n. 287/1990 prevede che, qualora sussistano determinate condizioni cumulative, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha il potere di autorizzare intese restrittive della concorrenza che sarebbero state vietate ai sensi dell'articolo 2 della medesima legge.

79. Si tratta di un potere autorizzatorio che, al momento dell'approvazione della l. n. 287/1990, era fondato sull'impostazione propria del sistema comunitario di *enforcement*, riflettendo quello previsto in capo alla Commissione europea per l'applicazione dell'articolo 101, par. 3, TFUE. Il potere di autorizzazione preventiva della Commissione è stato successivamente superato nell'ordinamento euro-unitario con l'adozione del Regolamento (CE) n. 1/2003 (c.d. Modernizzazione) che ha, da un lato, eliminato la competenza esclusiva della Commissione europea ad applicare l'articolo 101, par. 3, TFUE, e, dall'altro, ha introdotto un sistema di eccezione legale, in virtù del quale le imprese sono chiamate a valutare autonomamente la conformità dei propri comportamenti all'articolo 101 TFUE, mentre alle autorità di concorrenza e ai giudici nazionali compete solo il controllo successivo.

80. Con tale riforma è stato introdotto, dunque, un modello fondato sull'autovalutazione delle imprese e su un'applicazione decentrata delle regole di concorrenza, successivamente rafforzato dalla Direttiva (UE) 2019/1 (c.d. Direttiva ECN+).

81. In tale contesto, la permanenza dell'attuale formulazione dell'articolo 4 della l. n. 287/1990 non risulta più coerente con il modello di applicazione delle regole di concorrenza delineato dal diritto dell'Unione europea. Nel combinato disposto con l'articolo 13 della l. n. 287/1990, la norma, infatti, continua a prevedere un potere autorizzatorio dell'Autorità rispetto a intese restrittive (ai sensi dell'articolo 2 della l. n. 287/1990) che soddisfino determinate condizioni di efficienza, riproducendo una logica non compatibile con il sistema di eccezione legale introdotto nel 2003. Sebbene tale potere risulti da tempo sostanzialmente privo di applicazione pratica, il suo mantenimento nel testo legislativo introduce un elemento di incertezza, suscettibile di ingenerare dubbi circa l'effettiva configurazione dei meccanismi di applicazione della disciplina che tutela la concorrenza.

82. Ne discende l'opportunità di modificare il testo attuale dell'articolo 4 della l. n. 287/1990, valorizzando il passaggio al sistema di eccezione legale, e di abrogare conseguentemente il successivo articolo 13, che continua a disciplinare lo strumento procedurale per ottenere l'autorizzazione in deroga, ossia la comunicazione preventiva delle intese con l'obbligo a carico dell'Autorità di decidere entro 120 giorni se avviare un'istruttoria in merito alle intese che le siano comunicate. Per tale via, si intende rafforzare la coerenza sistematica della disciplina nazionale con il modello europeo, aggiornando le previsioni nazionali con l'eliminazione di un potere ormai desueto e contribuendo così ad accrescere la chiarezza del quadro normativo a beneficio degli operatori economici.

83. Conseguentemente, oltre a modificare il testo della l. n. 287/1990, sarebbe al contempo necessario intervenire sul d.P.R. n. 217/1998, abrogando gli artt. 3, 4, 6, comma 2, e 15. Inoltre, andrebbe modificato l'articolo 17, comma 5, sopprimendo le parole *"ovvero siano accertate le condizioni di cui all'articolo 4, comma 2"*.

Si propongono, pertanto, i seguenti interventi normativi:

1. L'articolo 4 della legge 10 ottobre 1990, n. 287 è sostituito come segue:

"Il divieto di cui all'articolo 2 non si applica alle intese che, riservando ai consumatori una congrua parte dell'utile che ne deriva, contribuiscano a migliorare la produzione o la distribuzione dei prodotti o a promuovere il progresso tecnico o economico, a condizione che non ne derivino restrizioni non indispensabili per raggiungere tali obiettivi e che non venga eliminata la concorrenza per una parte sostanziale dei prodotti di cui trattasi".

2. L'articolo 13 della legge 10 ottobre 1990, n. 287 è abrogato.

IL PRESIDENTE
Saverio Valentino