

Troppe reti o senza rete ?

Appunti sull'interazione fra reti elettriche pubbliche e private

Giuseppe Bellantuono*

Giornate di Studio degli Affari Giuridici dell'Autorità

Milano, 6 luglio 2015

Versione provvisoria – si prega di non citare

1. Introduzione. Regolare l'innovazione

Le reti elettriche private sono una delle innovazioni tecnologiche che potrebbero contribuire alla trasformazione dei sistemi elettrici. Il principale elemento di novità è lo spostamento verso una gestione decentrata delle attività di produzione, distribuzione e consumo. Le scelte regolatorie influenzeranno in modo decisivo la portata effettiva dei cambiamenti che deriveranno da tale innovazione. Sia il precedente modello economico del monopolio pubblico o privato che l'attuale modello della concorrenza hanno condiviso la necessità di un elevato grado di coordinamento fra le diverse fasi della filiera elettrica. La regolazione nel settore dell'energia riflette tale necessità affidando ai gestori di reti il compito di garantire l'equilibrio del sistema. Le reti private richiedono un ulteriore livello di coordinamento, ma soprattutto presuppongono un quadro regolatorio che renda possibile la coesistenza di differenti tipi di reti. Si tratta, quindi, di un classico esempio di innovazione tecnologica che produce (ma nello stesso tempo dipende da) un'innovazione regolatoria.

Da più di un decennio, la letteratura specialistica sulle 'microreti' discute i fattori tecnologici ed economici che contribuiscono ad accelerare o ritardare la loro diffusione.¹ La stessa letteratura discute le cosiddette 'barriere regolatorie'. In termini generali, tali barriere possono essere ricondotte a due dimensioni: l'interazione fra la rete privata e il sistema elettrico da un lato, la gestione interna dei rapporti fra gestore della rete privata e utenti dall'altro.

* Università di Trento (giuseppe.bellantuono@unitn.it). Le opinioni espresse sono attribuibili esclusivamente all'autore e non rappresentano la posizione della Commissione europea, presso la quale l'autore è distaccato in qualità di esperto nazionale da ottobre 2014 a ottobre 2015.

¹ Per alcuni contributi recenti v. G. Platt e al., What role for microgrids, in F.P. Sioshansi (a cura di), Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed and Efficient Energy, Elsevier, 2012, 185; L. Schmitt e al., Ecocity Upon a Hill: Microgrids and the Future of the European City, IEEE Power & Energy Magazine, 2013, 59; K. Van Hende and C. Wouters, The Regulation of Microgrids in Liberalized Electricity Markets in the EU and East Asia, European Networks Law and Regulation Q., 2014, 190; J. Romankiewicz e al., Lessons from International Experience for China's Microgrid Demonstration Program, 67 Energy Policy 198 (2014); G. Strbac e al., Microgrids: Enhancing the Resilience of the European Megagrid, 2015, 35.

Questo articolo concentra l'attenzione sulla prima dimensione, e cioè l'interazione fra reti private e sistemi elettrici. Non a caso, questo profilo è ampiamente discusso in Italia e in altri paesi alle prese con la diffusione delle reti private. Gli aspetti coinvolti sono molteplici, ma tutti interessano direttamente un adattamento del tradizionale quadro regolatorio. In particolare, si tratta di:

1) Regolare i rapporti fra distributori e gestori di reti private. Gli aspetti più rilevanti includono la coesistenza di più soggetti che svolgono attività di distribuzione nella stessa area, il regime tariffario, le modalità di interconnessione, la condivisione della rete privata e la condivisione di utenti da parte del distributore.

2) Garantire la partecipazione delle reti private ai mercati elettrici, in particolare ai mercati dei servizi ausiliari e ai mercati all'ingrosso attraverso i programmi di gestione della domanda.

Entrambi i profili saranno discussi nei paragrafi che seguono. Il punto di partenza è la recente regolazione italiana delle reti private. L'obiettivo principale è valutare l'impatto delle scelte dell'Aeegsi sullo sviluppo delle reti private. Tuttavia, occorre anche prestare attenzione ai livelli di regolazione sovranazionali. Già oggi il mercato delle tecnologie per le microreti ha una dimensione globale.² Si tratta, inoltre, di tecnologie direttamente connesse alla transizione verso reti elettriche intelligenti.³ I processi di innovazione saranno influenzati dalle scelte regolatorie compiute nei grandi blocchi economici regionali, nonché dagli organismi internazionali di standardizzazione.

Per quanto riguarda la regolazione europea, la previsione sui sistemi di distribuzione chiusi (SDC) nell'art. 28 dir. 2009/72/EC è servita ad evitare che alcune reti di distribuzione fossero esentate dalle regole sull'accesso di terzi. Ma tale previsione non ha sollecitato gli Stati Membri a pianificare interventi di portata più ampia.⁴ Tuttavia, particolare attenzione deve essere oggi prestata al dibattito sulla revisione dei mercati all'ingrosso e al dettaglio, al ruolo dell'autoconsumo per l'integrazione delle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica, nonché all'entrata in vigore dei codici

² La capacità installata delle microreti è in costante crescita. Gli Stati Uniti rappresentano oggi il mercato principale, ma nel lungo termine i mercati asiatici potrebbero conquistare la leadership. V. P. Asmus, Why Microgrids Are Moving into the Mainstream, IEEE Electrification Magazine, March 2014, 12, nonché i dati pubblicati su www.navigantresearch.com.

³ Sul significato di tale transizione v. G. Bellantuono, Comparing Smart Grid Policies in the USA and EU, 6 Law, Technology and Innovation 221 (2014).

⁴ Nel 2012 solo 10 Stati Membri avevano adottato misure di trasposizione dell'art. 28 dir. 2009/72/EC: v. CEER, Status Review on the Transposition of Unbundling Requirements for DSOs and Closed Distribution System Operators, 16 aprile 2013.

di rete europei nel settore elettrico.⁵ L'efficacia della regolazione italiana in materia di microreti deve essere valutata nella prospettiva dell'adattamento ai processi di regolazione a livello europeo e sovranazionale.

2. Rapporti fra distributori e gestori di reti private

Il titolo di questo contributo fa riferimento alla principale difficoltà con cui devono confrontarsi i regolatori. Da un lato, la coesistenza di reti pubbliche e private aumenta la complessità del sistema elettrico e produce ripercussioni su diversi aspetti della tradizionale regolazione, esclusivamente rivolta alle reti pubbliche. Dall'altro, la maturazione delle tecnologie legate alle reti private sembra prospettare la possibilità del distacco di milioni di utenti dalle reti pubbliche. In realtà, quest'ultimo scenario appare oggi poco probabile.⁶ Il punto centrale del dibattito è invece il possibile contributo delle reti private agli obiettivi già da tempo individuati per i sistemi elettrici europei, e cioè la promozione della concorrenza, la sicurezza delle forniture e la sostenibilità ambientale. L'innovazione tecnologica contribuisce alla realizzazione di tutti gli obiettivi riducendo i costi necessari per raggiungerli. Ma stimolare le dinamiche dell'innovazione attraverso la regolazione non è mai compito semplice. Per disegnare interventi adeguati è necessario fare scelte in materia di dimensione dei costi di applicazione, grado di flessibilità e riduzione del livello di incertezza.⁷ Tutte queste scelte presuppongono la disponibilità di adeguate informazioni, fattore tutt'altro che scontato.

Quale impatto sull'innovazione ha la regolazione italiana delle reti private? A partire dalla l. 99/09, le reti private sono state oggetto di attenzione del legislatore italiano e dell'Aeegsi in più occasioni.⁸ Tuttavia, il quadro normativo e regolatorio non è ancora stato completato. Il documento di consultazione 644/2014/R/eel presenta gli orientamenti finali dell'Autorità su due categorie di reti

⁵ Il codice di rete più rilevante è il *Demand Connection Code*, attualmente in discussione nella procedura comitologica, che a sua volta prevede (art. 1(3)) l'applicazione ai SDC anche delle regole contenute nel codice di rete *Requirements for Generators*, adottato nella procedura comitologica nel giugno 2015. Con riferimento all'integrazione delle reti private nei mercati, anche i codici di rete su *Electricity Balancing* e *Operational Security* potrebbero diventare rilevanti.

⁶ V. Rocky Mountain Institute e al., *The Economics of Grid Defection*, febbraio 2014 (www.rmi.org) (differenti scenari di utilizzazione delle tecnologie *off grid*); Morgan Stanley Blue Paper, *Solar Power & Energy Storage: Policy Factors v. Improving Economics*, 28 luglio 2014 (http://www.theregister.co.uk/2014/08/06/who_will_kill_power_companies_tesla_says_morgan_stanley/) (analisi di fattori che potrebbero rendere competitiva la scelta del distacco dalla rete pubblica); CSIRO, *Change and Choice: The Future Grid Forum Analysis of Australia's Potential Electricity Pathways to 2050*, dicembre 2013 (www.csiro.au) (analisi di scenari per il distacco dalla rete pubblica).

⁷ V. J. Pelkmans e A. Renda, *How Can EU Legislation Enable and/or Disable Innovation*, European Commission, luglio 2014, nonché il *Better Regulation Toolbox n. 18* della Commissione europea (http://ec.europa.eu/smart-regulation/guidelines/toc_tool_en.htm).

⁸ Un'analisi del quadro normativo e regolatorio aggiornato al marzo 2013 può leggersi in G. Bellantuono, *Regolazione e governance delle reti elettriche private*, Quaderni del Dipartimento di Scienze Giuridiche, Università di Trento, 2013 (<http://web.unitn.it/giurisprudenza/7080/quaderni>).

private: le reti interne d'utenza (RIU) e le altre reti private. Le prime includono alcune reti, collegate ad attività industriali, già esistenti da tempo.⁹ Le seconde dovrebbero coincidere con le nuove microreti discusse nella letteratura specialistica, ma in Italia perlopiù allo stadio di progetto pilota.¹⁰ In sede di attuazione del Terzo Pacchetto Energia, il legislatore italiano ha deciso di applicare alle RIU e alle altre reti private il regime regolatorio previsto per i SDC (art. 38, comma 5 d.lgs. 93/11).

Né la legislazione italiana né quella europea hanno affrontato il problema della coesistenza di reti diverse (pubbliche e private) nello stesso territorio. Per la legislazione italiana, il regime di concessione esclusiva in favore di un unico distributore in ciascun ambito comunale precluderebbe qualsiasi ipotesi di coesistenza. Per la legislazione europea, l'unico profilo preso in considerazione è il diritto degli utenti della rete privata di utilizzare fornitori diversi dal gestore della rete privata. Tuttavia, la coesistenza di reti diverse richiede di affrontare ulteriori profili. In particolare, si tratta di:

- 1) definire il regime giuridico del gestore di RIU o altra rete privata (ASDC nella terminologia proposta dall'Autorità) rispetto alla concessione esclusiva del distributore;
- 2) definire le modalità di utilizzazione delle reti private da parte del distributore;
- 3) definire la posizione degli utenti della rete privata rispetto al distributore.

Il documento di consultazione 644/2014/R/eel propone alcune soluzioni transitorie per ciascuno dei profili elencati. Consideriamo innanzitutto il rapporto fra regime di concessione e posizione giuridica del gestore di rete privata. L'Aeegsi propone di utilizzare lo strumento della sub-concessione, ma con una netta distinzione fra reti private esistenti e reti private future. Le RIU e le ASDC già esistenti al momento dell'entrata in vigore della legge 99/09 avrebbero diritto al rilascio della sub-concessione. Viceversa, per le ASDC non ancora esistenti nel 2009 il rilascio della sub-concessione dipenderebbe dal consenso del concessionario e dall'autorizzazione ministeriale. Qualora la sub-concessione non sia rilasciata, alle reti private si applicherebbe l'art. 9, comma 6 d.lgs. 79/99, che prevede la loro utilizzazione da parte del distributore dietro corresponsione di un canone.¹¹

La posizione espressa dall'Autorità poggia sulle osservazioni già proposte nel documento di consultazione 183/2013/R/eel e nella segnalazione al Governo e al Parlamento 348/2014/I/eel.

⁹ L'elenco iniziale, contenuto nella delibera ARG/elt 52/10, è stato aggiornato più volte, l'ultima con delibera 196/2015/R/eel e comprende ora 92 RIU. L'Aeegsi ha fissato al 31 dicembre 2015 il termine per la richiesta di inserimento nell'elenco RIU. La ricognizione delle altre reti private è stata avviata con delibera 165/2013/R/eel.

¹⁰ V., ad esempio, la microrete del gruppo Loccioni nelle Marche (informazioni su www.loccioni.com), nonché la microrete del campus universitario di Savona (informazioni su www.siemens.com/smartgrid).

¹¹ Documento di consultazione 644/2014/R/eel, p. 17, 19, 21s..

L'attuale legislazione consentirebbe solo l'attività di distribuzione svolta da RIU e ASDC già esistenti. In questi casi, il rilascio della sub-concessione sarebbe obbligatorio in virtù del riconoscimento che il legislatore ha già garantito a tali realtà. Inoltre, la sub-concessione servirebbe a chiarire i rispettivi diritti ed obblighi del distributore e del gestore di RIU o ASDC.

Questa interpretazione si ricollega ad alcuni dati testuali, in particolare l'espresso riferimento alle reti esistenti per le RIU (art. 33, comma 1, lett. a) l. 99/09) e ai diritti acquisiti e al razionale utilizzo delle risorse esistenti per le altre reti private (art. 30, comma 27, l. 99/09). Queste previsioni indicherebbero la volontà di realizzare una sanatoria per il passato, ma senza alcuna apertura per il futuro sviluppo delle reti private. In quest'ottica, la successiva attuazione della normativa europea in materia di SDC non comporterebbe effetti giuridici immediati, ma richiederebbe la modifica delle concessioni di distribuzione già rilasciate e l'introduzione nelle stesse di previsioni relative alle sub-concessioni per i nuovi ASDC.

Nel documento di consultazione 644/2014/R/eel, la regolazione limitata a RIU e ASDC esistenti è considerata una soluzione transitoria, in attesa dell'intervento legislativo. Si tratta però di una soluzione che, per un periodo potenzialmente molto lungo, paralizza qualsiasi investimento in nuovi ASDC e potrebbe anche scoraggiare, o perlomeno ridurre, la ricerca italiana sulle microreti. Limitarsi a prevedere che i nuovi ASDC siano concordati con il distributore, ma senza introdurre un quadro di regole procedurali e sostanziali nel quale tale negoziazione dovrebbe avvenire, rischia di creare una situazione di grave incertezza per gli investitori.

È opportuno, quindi, verificare se, in assenza di un intervento legislativo, il regolatore italiano possa già introdurre previsioni che garantiscano lo sviluppo di nuove reti private. Indicazioni per una risposta favorevole a tale quesito possono trarsi dall'evoluzione della legislazione e della giurisprudenza europee in materia di concessioni.

Sul versante legislativo, la direttiva 2014/23/UE sull'aggiudicazione dei contratti di concessione ha introdotto una definizione di tale contratto e alcune regole procedurali destinate ad evitare che la sua utilizzazione produca distorsioni della concorrenza. La direttiva deve essere attuata entro il 18 aprile 2016 (art. 51) e si applicherà alle concessioni per le quali l'offerta sia presentata o che siano aggiudicate dopo il 17 aprile 2014 (art. 54). I servizi di interesse economico generale, tra i quali rientra la distribuzione di energia elettrica, sono inclusi nel campo di applicazione della direttiva. Tuttavia, gli art. 4(1) e 10(1) della direttiva precisano la portata dei suoi effetti per il settore elettrico. L'art. 4(1) lascia agli Stati Membri la libertà di definire, in conformità con il diritto europeo, in che modo i servizi di interesse economico generale debbano essere organizzati e finanziati e a quali obblighi debbano essere soggetti. L'art. 10(1), secondo paragrafo esclude l'applicazione della direttiva nel caso di concessioni aggiudicate ad un operatore economico sulla base di un diritto

esclusivo previsto dal TFUE o dalle norme comuni europee sull'accesso al mercato per i settori elencati nell'allegato II della direttiva, tra i quali il settore elettrico. L'art. 10(2) della direttiva prevede in ogni caso l'applicazione delle norme sulla trasparenza delle aggiudicazioni (art. 32 della direttiva) qualora non siano previste norme settoriali.

Nel caso dell'Italia, l'attribuzione di diritti esclusivi per la distribuzione di energia elettrica potrebbe rintracciarsi nell'art. 1(1) d.lgs. 79/99 (regime concessorio della distribuzione elettrica), art. 9(3) d.lgs. 79/99 (un solo concessionario per ambito comunale) e art. 1(2)(c) l. 239/04 (regime concessorio). Queste previsioni indicherebbero che l'aggiudicazione delle concessioni elettriche rimane al di fuori del campo di applicazione della direttiva. Tuttavia, l'art. 4 dir. 2014/23/UE indica chiaramente che la definizione dei servizi di interesse economico generale deve essere conforme al diritto europeo. Con riferimento all'attribuzione di diritti esclusivi, l'art. 106(1) TFUE vieta norme nazionali in contrasto con il principio di non discriminazione e con il diritto europeo della concorrenza.¹² L'applicazione di tali previsioni alle concessioni è stata più volte affermata dalla Corte di Giustizia.¹³

La coesistenza di reti pubbliche e private pone un problema di compatibilità con il diritto europeo del regime concessorio attualmente vigente. Laddove l'innovazione tecnologica consenta di sviluppare nuove attività economiche, un regime concessorio a carattere esclusivo e di durata trentennale che impedisca tali attività potrebbe considerarsi contrario all'art. 106(1) TFUE.¹⁴ Questa argomentazione troverebbe supporto sia nella giurisprudenza della Corte di Giustizia, generalmente propensa ad evitare che le concessioni producano distorsioni della concorrenza, sia nella recente direttiva 2014/23/UE, anch'essa indirizzata a salvaguardare i principi di trasparenza e non discriminazione. Ad esempio, l'art. 18 della direttiva prevede che le concessioni ultraquinquennali siano limitate al periodo necessario per recuperare gli investimenti. Come rilevato in precedenza, la direttiva si applica solo parzialmente alla distribuzione nel settore elettrico. Ma la nuova normativa riflette la giurisprudenza della Corte. Si tratta, quindi, di un elemento di interpretazione dell'attuale quadro giuridico europeo.

¹² Per alcune applicazioni v. Causa C-351/12, OSA - Ochranný svaz autorský pro práva k dílům hudebním o.s. c. Léčebné lázně Mariánské Lázně a.s., ECLI:EU:C:2014:110; Causa C-437/09, AG2R Prévoyance c. Beaudout Père et Fils SARL, in Racc. [2011] I-00973.

¹³ V., ad es., Causa C-458/03, Parking Brixen GmbH c. Gemeinde Brixen e Stadtwerke Brixen AG, in Racc. [2005] I-08585, paragrafi 46-52; Causa C-206/08, Wasser- und Abwasserzweckverband Gotha und Landkreisgemeinden (WAZV Gotha) c. Eurawasser Aufbereitungs- und Entsorgungsgesellschaft mbH, in Racc. [2009] I-08377, paragrafo 44.

¹⁴ La Corte di Giustizia ritiene non compatibile con il diritto europeo una concessione di durata indefinita (v., ad es., Causa C-451/08, Helmut Müller GmbH contro Bundesanstalt für Immobilienaufgaben, [2010] I-02673). L'art. 18 Direttiva 2014/23/UE prevede che nel caso di concessioni ultraquinquennali la durata massima non superi il tempo necessario per recuperare gli investimenti.

Questa prospettiva apre la possibilità di immaginare una regolazione delle reti private differente da quella proposta nel documento di consultazione 644/2014/R/eel. In primo luogo, sarebbe possibile superare la distinzione fra reti private esistenti e nuove. L'incompatibilità dell'attuale regime concessorio con il diritto europeo dovrebbe consentire il rilascio di una sub-concessione anche alle nuove reti private. Il rifiuto del distributore potrebbe essere giustificato solo da ragioni legate al corretto funzionamento del servizio, ma in ogni caso potrebbe essere vagliato alla luce delle previsioni sull'abuso di posizione dominante.¹⁵ Inoltre, il gestore di rete privata potrebbe richiedere al Ministero dello sviluppo economico il rilascio della sub-concessione e impugnare l'eventuale rifiuto o silenzio.¹⁶ In secondo luogo, una regolazione conforme al diritto europeo presuppone anche l'introduzione di specifiche procedure rivolte a garantire che la definizione dei rapporti fra distributore e gestore della rete privata avvenga in tempi e modi certi.

La proposta di un'interpretazione coerente con il diritto europeo delle concessioni dovrebbe condurre a riconsiderare il significato dell'introduzione dei SDC nell'ordinamento italiano. Benché il recepimento della previsione europea fosse opzionale, la scelta compiuta dal legislatore italiano dovrebbe conferire legittimazione a qualsiasi SDC, non solo a quelli esistenti. Anche da questo punto di vista, la distinzione fra reti private esistenti e nuove dovrebbe essere superata.

È opportuno rilevare che l'interpretazione proposta è coerente con la trasformazione del distributore in un intermediario neutrale più interessato ad offrire servizi che a competere sui mercati finali.¹⁷ La regolazione delle reti private potrebbe contribuire a tale trasformazione garantendo che la procedura di negoziazione della sub-concessione non sia ostacolata da eventuali conflitti di interesse del distributore.

Consideriamo ora l'utilizzazione della rete privata da parte del distributore. Il documento di consultazione 644/2014/R/eel (p. 28 ss.) distingue fra reti private con e senza obbligo di messa a disposizione del distributore o di Terna. Un successivo provvedimento definirà le condizioni tecniche ed economiche della messa a disposizione, in particolare per quanto riguarda la suddivisione

¹⁵ Non è chiaro se la stessa Aeegsi abbia il potere di imporre la stipula della convenzione. A questo risultato arriva di fatto la decisione del reclamo 509/2013/E/eel, relativo ai rapporti fra un distributore e il titolare di porzione di rete elettrica non concessionario. Tale potere potrebbe considerarsi necessario per dare attuazione al diritto di accesso di terzi, da esercitarsi nei confronti del distributore. Ma in tal caso l'intervento dell'Aeegsi potrebbe essere invocato da qualsiasi gestore di rete privata, senza distinzione fra reti private esistenti e nuove. L'art. 7(5)-(6) del codice di rete *Requirements for Generators* prevede un potere sostitutivo del regolatore nel caso di mancato accordo.

¹⁶ Qualora il mancato rilascio della sub-concessione sia considerato una violazione dell'art. 106(1) TFUE, il gestore della rete privata potrebbe presentare un reclamo alla Commissione europea. Quest'ultima potrebbe aprire una procedura di infrazione nel caso ritenga fondato il reclamo. Si noti che l'incompatibilità con l'art. 106(1) non riguarda la concessione in sé, che potrebbe essere giustificata da un pubblico interesse, ma il comportamento del distributore.

¹⁷ Sul nuovo ruolo del distributore v. CEER, *The Future Role of DSOs*, documento di consultazione, 16 dicembre 2014; Ecorys/ECN, *The Role of DSOs in a Smart Grid Environment*, 23 aprile 2014, disponibile su <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters>. Questo tema è oggetto della consultazione sul funzionamento dei mercati dell'energia aperta dalla Commissione nel luglio 2015.

dei costi degli investimenti necessari.¹⁸ Questo profilo assume un ruolo cruciale. In assenza di chiare indicazioni sui parametri in base ai quali calcolare il canone che il distributore deve versare al gestore della rete privata, qualsiasi accordo per la messa a disposizione è esposto ad una notevole incertezza. È plausibile che le indicazioni relative alle reti private con obbligo di messa a disposizione siano utilizzate anche per le reti prive di tale obbligo. Coerentemente con quanto osservato in precedenza per il regime concessorio, la futura regolazione dovrebbe garantire che la sub-concessione includa anche un riferimento alle condizioni della messa a disposizione.

Consideriamo infine la condivisione di utenti fra rete privata e rete pubblica. L'obbligo di garantire il libero accesso al sistema elettrico, di diretta derivazione europea, presuppone la libertà per l'utente della rete privata di partecipare al libero mercato o di essere considerato a tutti gli effetti utente della rete pubblica. La seconda opzione è più ampia della prima, ma in entrambi i casi occorre che distributore e gestore della rete privata definiscano i rispettivi diritti ed obblighi. L'Aeegsi adotterà una convenzione-tipo che regoli l'erogazione del servizio di misura e dei servizi funzionali al dispacciamento.

Il documento di consultazione 644/2014/R/eel (p. 27s.) prospetta varie modalità per garantire il libero accesso, fra cui l'utilizzazione della medesima connessione, la richiesta di una nuova connessione o l'utilizzazione della rete privata. È plausibile ipotizzare che le varie ipotesi vengano regolate adattando le previsioni già contenute nel Testo Integrato delle Connessioni attive (TICA).¹⁹ In particolare, occorre definire modalità di coordinamento fra gestori di reti in analogia con quanto previsto dall'art. 2(3) (per i gestori non concessionari) e dagli art. 34 e 35 TICA (per i gestori concessionari). I costi di connessione necessari per l'esercizio del diritto di libero accesso dovrebbero essere a carico dell'utente, senza costi aggiuntivi per il gestore della rete privata.

3. Reti private e mercati elettrici

La regolazione delle reti private dovrebbe servire ad integrare tale innovazione nella transizione verso sistemi elettrici caratterizzati da quote elevate di fonti rinnovabili, diffusione delle reti intelligenti e partecipazione della domanda ai mercati all'ingrosso e dei servizi ausiliari. Questo profilo non è discusso nel documento di consultazione 644/2014/R/eel, ma è collegato ad altre

¹⁸ La convenzione-tipo che sarà predisposta dall'Aeegsi (sulla base di quanto previsto dall'art. 5 d.m. 10 dicembre 2010) regolerà anche il servizio di connessione, di misura, di trasporto e i servizi funzionali al dispacciamento, incluso il distacco di clienti morosi (documento di consultazione 644/2014/R/eel, p. 48).

¹⁹ Il documento di consultazione 644/2014/R/eel (p. 39) ha già previsto l'applicazione del TICA nel caso di connessione fra rete pubblica e rete privata. L'Aeegsi prospetta la possibilità di introdurre un sistema di garanzie a copertura delle obbligazioni relative alla connessione. Si tratterebbe però di un onere aggiuntivo non previsto per altri casi. Non è chiaro come in questo caso potrebbe essere giustificato un diverso trattamento delle reti private.

iniziative dell'Autorità in corso di elaborazione. È opportuno, quindi, accennare brevemente alle condizioni che saranno necessarie per fare in modo che le reti private diventino parte integrante del sistema elettrico italiano. In particolare, si tratta del regime della separazione funzionale e delle condizioni di accesso ai mercati dell'energia per i gestori di reti private.

In primo luogo, il documento di consultazione 644/2014/R/eel (p. 36) afferma l'opportunità di estendere al gestore della rete privata che effettui attività di vendita le regole sulla separazione funzionale previste per i distributori con meno di 100.000 clienti. La medesima posizione è espressa nel documento di consultazione 75/2015/R/COM (p. 21 ss.). Tale estensione discende dalla scelta del legislatore italiano (art. 38 d.lgs. 93/2011) di non utilizzare la deroga prevista dall'art. 26(4) dir. 2009/72/EC per i distributori di minori dimensioni. La motivazione principale di tale scelta può rintracciarsi nella struttura dei distributori italiani, per la maggior parte concentrati nella fascia al di sotto dei 100.000 clienti.²⁰

Se l'estensione della separazione funzionale può considerarsi accettabile per i tradizionali distributori, non appare appropriata per le reti private. I modelli economici che è possibile immaginare per la gestione di tali reti presuppongono tutti una stretta integrazione fra le attività di produzione, distribuzione e vendita. Uno dei modelli più diffusi si basa sull'aggregazione di *prosumers* localizzati in un'area limitata. Un altro modello prevede un gestore della rete privata che aggrega risorse differenti.²¹ Per entrambi i modelli, la sostenibilità finanziaria richiede che il gestore non si limiti all'attività di distribuzione, ma coordini anche i rapporti commerciali nei mercati dell'energia. Il ricorso a grossisti esterni può essere una soluzione alternativa, ma rischia di diventare l'unica soluzione nel caso i requisiti di separazione funzionale introducano costi amministrativi non giustificati dagli obiettivi di tutela degli utenti. Si noti che l'art. 28 dir. 2009/72/EC non menziona, fra le semplificazioni possibili nel caso dei SDC, l'esenzione dagli obblighi di separazione funzionale perché la deroga è già prevista dall'art. 26(4).²² È auspicabile che l'Aeegsi introduca una deroga o un regime semplificato di separazione funzionale per le reti private o solleciti una correzione legislativa.

²⁰ Alla fine del 2014 10 distributori su 137 risultavano avere oltre 100.000 punti di prelievo: Aeegsi, Relazione annuale 2015, vol. I, p. 49.

²¹ V. M. Shoshinskaya e al., *Microgrids: Experiences, Barriers, and Success Factors*, 40 *Renew. and Sust. Energy Reviews* 659 (2014).

²² V. la nota interpretativa della Commissione sui mercati al dettaglio, 22 gennaio 2010, p. 11 (<http://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/market-legislation>), che osserva come il Terzo Pacchetto Energia consenta agli Stati Membri di adottare "targeted and proportionate rules for closed DSOs that take into account their particular circumstances". Critici verso la scelta del legislatore olandese di non applicare la deroga europea alla generazione distribuita da fonti rinnovabili S. Pront-van Bommel e A. Bregman, *European Legal Framework on Distributed Energy Systems in the Built Environment*, *Eur. Energy and Env. L. Rev.*, 2013, 168.

Consideriamo ora la partecipazione delle reti private ai mercati dell'energia. Il principale vantaggio che tale categoria di reti potrebbe offrire consiste nell'aggregazione di risorse in grado di fornire servizi ausiliari e flessibilità della domanda. In futuro, le reti private potrebbero diventare uno degli elementi essenziali nell'architettura delle reti intelligenti.²³ Occorre, però, introdurre nel settore elettrico le regole necessarie per trasformare le reti private in operatori partecipanti a pieno titolo ai mercati.

L'Aeegsi ha formulato alcune proposte dirette ad incentivare gli investimenti dei distributori in funzionalità innovative (documento di consultazione 255/2015/R/eel). Grazie a tali funzionalità, gli utenti in grado di controllare e aggregare risorse diffuse (di produzione, accumulo o di flessibilità) potranno interagire con i distributori e offrire servizi che contribuiscano alla qualità e all'equilibrio del sistema elettrico. Il nodo centrale che questa evoluzione deve affrontare è la definizione dei flussi economici tra i diversi operatori. L'ingresso sui mercati dell'energia di nuovi soggetti, o in alternativa l'offerta di nuovi servizi da parte di operatori tradizionali, presuppone l'instaurazione di nuove relazioni contrattuali. È evidente che tali relazioni saranno possibili solo modificando l'attuale struttura dei mercati dell'energia e definendo i ruoli e le responsabilità di ciascun operatore, nonché le caratteristiche dei servizi offerti.

Il mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) e i programmi di gestione della domanda sono due ambiti nei quali è necessario definire il ruolo e le caratteristiche dei servizi che potrebbero essere offerti dalle reti private. Nel caso del MSD per la rete di trasmissione, la partecipazione dei piccoli impianti di produzione da fonti rinnovabili, anche in forma aggregata, è stata proposta da tempo ma non ancora realizzata.²⁴ Analoga situazione si riscontra nel dispacciamento sulle reti di distribuzione.²⁵ Fino ad ora, le proposte avanzate non hanno previsto un ruolo per le reti private. La mancanza di un quadro regolatorio giustifica tale omissione, ma appare necessario avviare una sperimentazione che verifichi la possibilità di abilitare l'offerta di servizi di dispacciamento da parte di reti private.²⁶ Questo aspetto diventa rilevante anche per la definizione dei rapporti fra distributore e gestore della rete privata, discussi nel secondo paragrafo. Sia il rilascio della sub-concessione che

²³ Per il dibattito americano sul tema v. Smart Grid Interoperability Panel, Regulatory Challenges to Deploying Distributed Resources, White Paper, aprile 2015 (www.sqip.org); California Public Utility Commission, Microgrids: A Regulatory Perspective, 14 aprile 2014; Sandia National Laboratories, The Advanced Microgrid: Integration and Interoperability, Sandia Report, marzo 2014.

²⁴ Aeegsi, Documento di consultazione 557/2013/R/eel; Aeegsi, Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018, allegato A alla delibera 3/2015/A, p. 5 ss..

²⁵ Aeegsi, Documento di consultazione 354/2013/R/eel; Aeegsi, Documento di consultazione 255/2015/R/eel. Anche per i sistemi di accumulo, attualmente regolati dalla delibera 642/2014/R/eel, dovrebbe essere introdotte disposizioni relative all'utilizzazione in reti private.

²⁶ Per un esempio di organizzazione dei mercati del dispacciamento con la partecipazione di reti private v. C. Rosen e R. Madlener, Regulatory Options for Local Reserve Energy Markets: Implications for Prosumers, Utilities, and Other Stakeholders, Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior, Working Paper n. 12/2014, ottobre 2014.

la definizione del canone possono essere influenzati dalla possibilità di effettuare investimenti diretti ad offrire servizi di dispacciamento. Non meno rilevante è l'aspetto tariffario. Il regolatore dovrebbe trasmettere alle reti private incentivi all'investimento in tecnologie innovative che garantiscano da un lato un elevato livello di sicurezza e dall'altro un'effettiva possibilità di partecipazione ai mercati.²⁷ In vista della definizione di nuove regole per il servizio di dispacciamento, anche le risorse rese disponibili nelle reti private dovrebbero essere parte del disegno strategico dei nuovi mercati.

Con riferimento alla gestione della domanda, l'art. 15(8) direttive 2012/27/UE richiede di incoraggiare la partecipazione di risorse lato domanda nei mercati al dettaglio e all'ingrosso, nonché di consentire l'accesso di gestori della domanda e aggregatori ai mercati di bilanciamento, di riserva e di altri servizi di sistema. L'attuazione italiana è contenuta nell'art. 11(1)(e) d.lgs. 102/14. Fino ad ora, gli interventi dell'Autorità si sono concentrati prevalentemente sui requisiti tecnici necessari per l'offerta di servizi di rete da parte degli impianti di produzione da fonti rinnovabili.²⁸ La partecipazione della domanda ai mercati all'ingrosso richiede però cambiamenti significativi nei requisiti per la presentazione delle offerte, nella definizione dei prezzi zonali e nelle modalità di coordinamento fra i diversi attori. Altrettanto importanti sono le modalità con le quali ciascun sistema elettrico consente/richiede di procurarsi la flessibilità derivante dalla gestione della domanda.²⁹ Le reti private potrebbero offrire il vantaggio di trovarsi in una posizione intermedia fra prosumers e distributori. Allorchè siano in grado di aggregare risorse già nella disponibilità del gestore di rete, la loro offerta di flessibilità potrebbe essere più semplice da inserire nell'architettura dei mercati dell'energia. I requisiti tecnici necessari per la partecipazione ai mercati dovrebbero essere più facilmente disponibili nelle reti private. Inoltre, la presenza di una relazione basata su una precedente convenzione con il distributore potrebbe ridurre i costi di coordinamento rispetto all'instaurazione di nuove relazioni contrattuali con differenti aggregatori. In alternativa, è possibile immaginare che un aggregatore possa raggiungere più facilmente la massa critica necessaria se attinge contemporaneamente alle risorse di reti private e di altri consumatori finali.

²⁷ Questo aspetto è collegato al tema più ampio della struttura tariffaria ottimale per l'autoconsumo. Le proposte di riforma delle tariffe di rete per i clienti domestici affrontano questo aspetto (documento di consultazione 293/2015/R/eel). V., inoltre, l'analisi sulle migliori pratiche nel campo dell'autoconsumo da fonti rinnovabili allegata alla comunicazione della Commissione sui mercati finali (luglio 2015).

²⁸ V. i provvedimenti elencati nella delibera 412/2014/R/EFR.

²⁹ Una discussione dei requisiti necessari per l'integrazione della gestione della domanda nei mercati dell'energia è proposta in SWECO, Study on the Effective Integration of Distributed Energy Resources for Providing Flexibility to the Electricity System, 20 aprile 2015 (<http://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters>).

4. Conclusioni

La partecipazione dell'Italia e dell'Europa alla concorrenza internazionale nel mercato delle tecnologie per le reti private presuppone l'introduzione di un quadro regolatorio che supporti l'innovazione e ne garantisca l'integrazione nel sistema elettrico. Questo articolo identifica due aspetti della regolazione che potrebbero contribuire in modo decisivo a tali obiettivi.

In primo luogo, occorre adottare procedure trasparenti che garantiscano il coordinamento fra distributori e gestori delle reti private. Il ritardo del legislatore nell'adeguare il regime concessorio della distribuzione potrebbe avere serie ripercussioni sugli investimenti in innovazione. Ma anche senza ulteriori interventi legislativi è possibile garantire il coordinamento allineando la regolazione italiana ai principi del diritto europeo in materia di concessioni.

In secondo luogo, occorre integrare le reti private nel sistema elettrico attraverso la definizione delle condizioni di accesso ai mercati dell'energia e delle relazioni fra i diversi attori economici. Oltre a garantire alcuni benefici sistemici, l'integrazione delle reti private appare anche uno dei fattori cruciali per ottenere consistenti investimenti in innovazione.