

MEMORIA 12 MARZO 2019

94/2019/I/COM

**MEMORIA DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE IN MERITO ALL'AFFARE SUL SOSTEGNO ALLE
ATTIVITÀ PRODUTTIVE MEDIANTE L'IMPIEGO DI SISTEMI DI
GENERAZIONE, ACCUMULO E AUTOCONSUMO DI ENERGIA
ELETTRICA (ATTO N. 59)**

Memoria per l'audizione presso la Commissione 10^a Industria, commercio e turismo del
Senato della Repubblica

12 marzo 2019

Signori Presidenti, Gentili Senatrici e Senatori,

desidero ringraziare questa Commissione, anche a nome dei miei Colleghi Gianni Castelli, Andrea Guerrini, Clara Poletti e Stefano Saglia, per aver chiesto all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente di intervenire in questa audizione in merito allo svolgimento dell'Affare sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica (Atto n. 59).

Benché l'ambito dell'Affare sia limitato al sostegno delle attività produttive, le considerazioni inerenti all'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica sono qui esposte in modo generale, al fine di affrontare il tema nel suo complesso, anche tenendo conto del fatto che la nuova Direttiva 2018/2001/UE per la promozione delle fonti rinnovabili richiama esplicitamente, tra gli altri, gli autoconsumatori che operano in edifici o condomini.

Con l'auspicio di contribuire in maniera attiva al dibattito parlamentare in ordine ad un tema di attualità sia a livello nazionale sia europeo, l'Autorità si rende disponibile a fornire ulteriori e successive integrazioni alle considerazioni che ci si appresta ad illustrare.

IL PRESIDENTE

1. Introduzione

Il quadro normativo e regolatorio europeo e nazionale in materia di generazione, accumulo e autoconsumo è in una fase di transizione e di evoluzione. Tali tematiche occupano, infatti, un posto di rilievo negli atti normativi già adottati o in corso di approvazione formale che compongono il c.d. “*Pacchetto energia pulita per tutti gli europei*”, presentato dalla Commissione europea a fine 2016, comprendente la *Direttiva per la promozione delle fonti rinnovabili*, già pubblicata¹ (di seguito: RED II) e la *Direttiva per il mercato interno dell’energia elettrica*², in corso di finalizzazione dopo l’accordo politico conseguito nell’ambito del cosiddetto “trilogo” inter-istituzionale - Commissione, Consiglio e Parlamento europeo (di seguito: Direttiva elettrica).

Le medesime tematiche sono, altresì, già presenti nella bozza di Piano nazionale integrato per l’energia e il clima, finalizzato a definire il percorso e gli strumenti necessari per il raggiungimento, entro il 2030, degli sfidanti obiettivi di sviluppo sostenibile.

In questo contesto in divenire, l’Autorità, nell’ambito dell’Affare all’esame di questa Commissione, intende fornire il proprio contributo:

- i) puntualizzando il significato dell’autoconsumo, al fine di coglierne le caratteristiche essenziali e i benefici che da esso possono derivare;
- ii) evidenziando come l’autoconsumo sia già preso in considerazione nell’ordinamento nazionale con una pluralità di approcci e di interventi per cui, piuttosto, appare utile fornire delle indicazioni in merito alle semplificazioni che occorrerebbe introdurre;
- iii) presentando primi spunti che potrebbero essere utili in sede del prossimo recepimento delle nuove direttive europee.

2. Il significato dell’autoconsumo

Appare, innanzitutto, doveroso precisare che il concetto di “**autoconsumo**” identifica *il consumo di energia elettrica prodotta nel medesimo sito in cui viene consumata, sia istantaneamente sia per il tramite di sistemi di accumulo*, indipendentemente dai soggetti (anche diversi tra loro) che ricoprono il ruolo di produttore e di cliente finale, purché operanti nello stesso sito opportunamente definito e confinato, e indipendentemente dalla

¹ Direttiva 2018/2001/UE per la promozione delle fonti rinnovabili, in particolare art. 2 (*definizioni*, punti 14.-15-16), art. 21 (*Autoconsumo*) e art.22 (*Comunità di energie rinnovabili*).

² Si fa riferimento al Documento interistituzionale INIT 5076/2019 (EN) del 19 gennaio 2019.in particolare art. 2 (*definizioni*, punti 6-7) e art.16 (*Citizens energy communities*).

fonte che alimenta l'impianto di produzione. È, pertanto, più corretto, da un punto di vista tecnico, parlare (per esempio) di “produzione e consumo in sito” anziché di “autoconsumo”, poiché quest'ultimo termine presuppone l'unicità tra il produttore e il cliente finale. Ciò nonostante, nel prosieguo, si utilizzerà per brevità il termine “autoconsumo” nell'accezione più ampia qui esposta.

L'autoconsumo induce una serie di effetti sul sistema elettrico, essenzialmente riconducibili alla riduzione delle perdite di rete e alla potenziale diminuzione dei costi di sviluppo e di esercizio delle reti elettriche. **La regolazione, che deve essere il più possibile *cost reflective*, si adegua dinamicamente, per tenere conto in modo sempre più preciso di tali effetti.** Al riguardo, molto è già stato fatto dall'Autorità, benché ulteriori affinamenti possano ancora essere sviluppati.

È, altresì, doveroso ricordare che lo sviluppo dell'autoconsumo non comporta in alcun modo una riduzione degli oneri generali di sistema che, finché troveranno una copertura tramite le bollette elettriche, devono essere allocati minimizzando gli effetti distorsivi delle scelte di produzione, consumo ed autoconsumo. La mancata applicazione all'energia elettrica autoconsumata delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali determina l'insorgere di un *incentivo implicito* – pari al costo evitato delle medesime componenti tariffarie – ed attribuisce all'autoconsumo un valore maggiore rispetto a quello reale. A tale proposito, è importante ricordare il potenziale effetto regressivo degli incentivi impliciti, a danno dei consumatori più vulnerabili e meno pronti ad approfittare dei vantaggi associati allo sviluppo dell'autoconsumo. Né appare concettualmente corretto ipotizzare che tale incentivo implicito, pur limitato al caso di autoconsumo da fonti rinnovabili, sia un adeguato strumento di incentivazione per le fonti rinnovabili. È, infatti, indubbiamente preferibile promuovere tali fonti con strumenti dedicati, espliciti, trasparenti e, soprattutto, opportunamente calibrabili in funzione dell'obiettivo da raggiungere. Peraltro, un incentivo implicito associato alla mancata applicazione di componenti tariffarie non fornisce neppure certezze agli investitori, in quanto suscettibile di continue variazioni.

In occasione della conversione del DL Milleproroghe 2016³, l'Autorità ha ritenuto ragionevole che le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema continuassero a trovare applicazione solo per l'energia elettrica prelevata da una rete⁴ (mantenendo con ciò una approssimazione rispetto al principio generale sopra delineato), tenendo conto delle difficoltà sistemiche, applicative, amministrative e, soprattutto, di

³ Si veda al riguardo la Segnalazione dell'Autorità al Governo e al Parlamento 24 gennaio 2017, 20/2017/I/eel.

⁴ Attualmente, il punto di connessione, identificato dal codice POD (point of delivery), è l'elemento che separa la “rete” dal “sito” di utenza.

controllo che si avrebbero qualora tali componenti si applicassero anche all'energia elettrica prodotta e consumata in sito; al tempo stesso, ha suggerito di estendere l'applicazione delle richiamate componenti tariffarie anche all'energia elettrica prelevata dalle altre reti con obbligo di connessione dei soggetti aventi titolo (i Sistemi di Distribuzione Chiusi), anziché solo all'energia elettrica prelevata dalle reti pubbliche, al fine di garantire un trattamento tariffario non discriminatorio tra clienti finali del tutto confrontabili ma connessi a reti elettriche di natura diversa, facendo salvi i diritti e le obbligazioni derivanti alle Reti Interne d'Utenza dall'attuale formulazione dell'articolo 33 della legge n. 99/09, nel rispetto di quanto previsto dalla Comunicazione della Commissione Europea del 28 giugno 2014, 2014/C 200/01.

In questo contesto, **sarebbe inoltre opportuno evitare il cumulo di incentivi**, prevedendo che gli incentivi espliciti (che, come già sottolineato, appaiono preferibili) non si sommino agli incentivi impliciti, ove presenti.

3. Semplificazione della normativa nazionale in merito all'autoconsumo

La normativa vigente in Italia è già molto evoluta in materia di autoconsumo e numerose sono le esperienze concrete di sviluppo dello stesso.

Dal punto di vista quantitativo basti ricordare che, **nelle configurazioni private attualmente esistenti, l'autoconsumo ha già raggiunto circa 28 TWh, di cui solo una piccola parte (circa il 20,7%) è attribuibile alle fonti rinnovabili**. Lo sviluppo normativo ha, tuttavia, seguito un percorso non lineare, con stratificazioni e complessità. L'Autorità ritiene pertanto necessarie varie semplificazioni.

Nel contesto nazionale, in cui le attività di trasmissione e di distribuzione sono assegnate in concessione, la normativa nazionale ha definito una pluralità di casi in cui è possibile realizzare configurazioni private, nell'ambito delle quali si verifica l'autoconsumo. Le definizioni che ne sono derivate sono molteplici (si veda l'Appendice).

Si ritiene necessario, al riguardo, **semplificare radicalmente l'attuale insieme frammentario di configurazioni private ammissibili**, precisando, nel modo più lineare e trasparente possibile, quali possono essere realizzate.

A tal proposito, risulta rilevante tenere distinti, in particolare, i casi caratterizzati dalla presenza di un solo cliente finale e un solo produttore, e i casi caratterizzati dalla presenza di più clienti finali e/o produttori. Più in dettaglio, si potrebbe ottenere una notevole razionalizzazione e semplificazione con opportune modifiche normative ispirate a questi principi generali:

- per quanto riguarda i *Sistemi Semplici di Produzione e Consumo*, le numerose definizioni esistenti dovrebbero essere sostituite da una definizione unica. Tale nuova definizione, necessaria per identificare le realtà riconducibili a un solo cliente finale e un solo produttore ammissibili, non dovrebbe discriminare in base alle fonti e alle tecnologie, ma dovrebbe contenere solo un limite di continuità dell'area su cui sorge il sistema e prevedere la presenza di un solo cliente finale e un solo produttore, anche tra loro diversi. La riduzione delle definizioni (che derivano da una fonte normativa di rango primario) comporterebbe una notevole semplificazione del quadro regolatorio;
- per quanto riguarda i *Sistemi di Distribuzione Chiusi*, la definizione attualmente vigente, derivata dalla normativa europea⁵, appare sufficiente, eventualmente valutando la possibilità di consentire la realizzazione di nuovi sistemi in contesti in cui essi possono risultare efficienti (ad esempio, per motivi geografici, in contesti dove non è presente la rete pubblica, oppure, per motivi tecnici, dove servono livelli di qualità del servizio superiori rispetto a quelli garantiti sulle reti pubbliche o dove servono requisiti particolari, oppure in contesti peculiari quali i poli industriali, i centri commerciali, porti e aeroporti).

Come ricordato sopra, l'autoconsumo nelle configurazioni private esistenti è pari a circa 28 TWh, di cui circa il 20,7% prodotto da fonti rinnovabili.

In tali configurazioni, per l'energia elettrica autoconsumata (che non utilizza la rete pubblica) non trovano applicazione le tariffe di trasmissione e di distribuzione, né le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema. Mentre la mancata applicazione delle tariffe di trasmissione e di distribuzione potrebbe tenere ragionevolmente conto dei benefici indotti sul sistema elettrico dall'autoconsumo, **la mancata applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema rappresenta un vero e proprio incentivo implicito stimabile complessivamente in circa 1,4 miliardi di euro annui.**

⁵ Ai sensi dell'articolo 28, paragrafo 1, della direttiva 2009/72/CE, un Sistema di Distribuzione Chiuso è “un sistema che distribuisce energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e, fatto salvo il paragrafo 4, non rifornisce clienti civili, se:

- a) per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati oppure
- b) il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate.”

Il richiamato paragrafo 4 si riferisce all'uso trascurabile del sistema di distribuzione da parte di un numero limitato di nuclei familiari assunti dal proprietario, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile, e situati nell'area servita da un sistema di distribuzione chiuso (es. custodi).

Come già segnalato in occasione dell'audizione presso la Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati in merito alla risoluzione sulle iniziative urgenti in materia di riscossione degli oneri generali del sistema elettrico (8-00010), l'Autorità ritiene che vadano riviste le modalità di finanziamento degli oneri generali di sistema in un'ottica più ampia, anche prevedendo che una parte di essi non trovi più copertura tramite le bollette elettriche⁶, nonché le modalità di trasferimento degli stessi sui clienti finali per la parte recuperata in bolletta, evitando di considerarli come strumento di incentivazione – non efficiente – delle fonti rinnovabili.

4. Alcuni primi spunti per il prossimo recepimento delle nuove direttive europee

Per quanto riguarda la normativa europea, appare opportuno che essa venga recepita nell'ordinamento nazionale tenendo conto, negli spazi di flessibilità concessi, delle considerazioni sopra esposte.

A titolo d'esempio, la *Direttiva per la promozione delle fonti rinnovabili (RED II)*, già pubblicata, definisce l'autoconsumatore di energia rinnovabile come “*un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale*”.

Al riguardo, per i motivi già esposti, appare importante che, in sede di recepimento, **si precisi che l'autoconsumatore di energia rinnovabile operi entro un unico sito dai confini definiti**, escludendo altri siti.

Si evidenzia anche, nella stessa RED II, che il concetto di autoconsumatore di energia rinnovabile è molto più limitante rispetto al più generale concetto di consumatore che consuma energia elettrica prodotta (contestualmente o tramite sistemi di accumulo), anche da un soggetto terzo, nel medesimo sito. In altre parole, l'insieme dei clienti finali autoconsumatori di energia rinnovabile (che, come si vedrà nel seguito, ai sensi della RED II avrebbe diritto a trattamenti regolatori e tariffari dedicati) è un sottoinsieme del più ampio insieme degli autoconsumatori, come in precedenza individuato, sia per la limitazione introdotta sulle fonti (solo fonti rinnovabili) sia per la coincidenza tra la figura del cliente finale e la figura del produttore. **In relazione a questi aspetti, si ritiene che,**

⁶ Soprattutto quelli che hanno finalità diverse dalla promozione dell'evoluzione del sistema elettrico ai fini del raggiungimento degli obiettivi al 2030. Si veda in proposito la memoria dell'Autorità 20 novembre 2018, 588/2018/I/eel.

in sede di recepimento, non ci si limiti all'autoconsumatore di energia rinnovabile e che, invece, venga identificato il consumatore che consuma energia elettrica prodotta nel medesimo sito anche da un produttore terzo, di cui l'autoconsumatore di energia rinnovabile rappresenta una fattispecie particolare.

Al fine di identificare il sito in cui si verifica l'autoconsumo operato da un autoconsumatore da fonti rinnovabili o, più in generale, il consumo dell'energia elettrica prodotta in sito, è possibile fare riferimento alla nuova definizione semplificata di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo di cui già si è detto.

Analoghe considerazioni valgono, in relazione agli *active customers* di cui alla *Direttiva per il mercato interno dell'energia elettrica*⁷, in corso di finalizzazione dopo l'accordo politico conseguito nell'ambito del cosiddetto "trilogo" inter-istituzionale - Commissione, Consiglio e Parlamento europeo (Direttiva elettrica).

Ancora, la RED II prevede che, ferma restando l'applicazione delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di sistema, anche agli abitanti di uno stesso edificio o condominio possa essere riconosciuto lo *status* di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, ma attribuisce la facoltà agli Stati membri di prevedere trattamenti differenziati tra "autoconsumatori di energia rinnovabile" e "autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente" (questi ultimi sono un "gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e si trovano nello stesso edificio o condominio"). Al riguardo, può essere utile **svolgere alcuni approfondimenti, al fine di valutare i benefici tecnici che il consumo limitrofo alla produzione (ove presente) può consentire nel caso di "autoconsumatori che agiscono collettivamente"**, pur in assenza di collegamenti elettrici privati tra soggetti diversi. Tali benefici tecnici sono, peraltro, riconducibili alla localizzazione della generazione diffusa sulla rete elettrica rispetto alla localizzazione della domanda e ai profili di immissione e prelievo e, pertanto, un'eventuale regolazione di questo tipo dovrebbe prescindere dalla struttura dei rapporti commerciali di acquisto/vendita dell'energia. I benefici tecnici possono giustificare la revisione delle modalità applicative delle componenti tariffarie variabili di trasmissione e di distribuzione, affinché la regolazione sia il più possibile *cost reflective*. L'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di sistema dovrebbe invece essere

⁷ L'*active customer* è definito, all'articolo 2, punto 6), della Direttiva elettrica come "a final customer or a group of jointly acting final customers who consume or store electricity generated within their premises located within confined boundaries or where allowed by Member States, on other premises, or sell self-generated electricity or participate in flexibility or energy efficiency schemes, provided that these activities do not constitute their primary commercial or professional activity".

analizzata nell'ambito della richiamata e auspicabile più ampia revisione delle modalità di trasferimento di tali oneri sui clienti finali.

A titolo d'esempio, si potrebbe prevedere, nel caso di autoconsumatori che agiscono collettivamente in edifici o condomini, che ciascuno di essi continui ad acquistare l'energia elettrica prelevata dalla propria società di vendita (preservando i diritti di ogni cliente finale, ivi incluso quello di scegliere il proprio venditore) e che, successivamente o contestualmente, venga riconosciuto ad un referente di edificio/condominio (per esempio, l'amministratore del condominio, o altro soggetto delegato dai condòmini) il maggior valore dell'energia elettrica autoconsumata (pari, per ogni ora o diverso intervallo di tempo, al minimo tra l'energia elettrica prodotta in sito e immessa in rete e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei condòmini). Il valore dell'energia elettrica autoconsumata – onde evitare più complesse analisi – potrebbe essere posto pari alla somma delle componenti variabili (espresse in c€/kWh) delle tariffe di trasmissione e di distribuzione, fermi restando gli oneri generali pagati dai singoli condòmini.

La RED II, inoltre, prevede che gli autoconsumatori di energia rinnovabile debbano essere esentati da qualsiasi onere o tariffa di rete in relazione all'energia autoconsumata, ferma restando la possibilità che le tariffe di distribuzione possano comprendere componenti basate sulla capacità (come previsto dal nuovo Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica⁸). **Tali disposizioni sono già implementate nell'attuale quadro nazionale.**

Infine, le nuove direttive europee introducono due nuovi soggetti giuridici con caratteristiche simili: la *Renewable energy community* (REC) nella RED II e la *Citizen energy community* (CEC) nella Direttiva elettrica⁹.

La REC è una sorta di autoconsumatore/aggregatore *no-profit*, che istituisce una specie di *enclave*, all'interno della quale vige una sorta di condivisione dell'energia rinnovabile¹⁰. La definizione di REC di per sé non contempla l'attività di distribuzione

⁸ Si fa riferimento al Documento interistituzionale INIT 5070/2019 (EN) dell'11 gennaio 2019.

⁹ Si vedano gli articoli 2, punto 16), e 22 della RED II, e gli articoli 2, punto 7), e 16 della Direttiva elettrica.

¹⁰ Più in dettaglio, la REC è definita come “*soggetto giuridico*:

- a) *che, conformemente al diritto nazionale applicabile, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione;*
- b) *i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;*
- c) *il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari”.*

dell'energia elettrica. Gli Stati membri devono prevedere per le REC un “*quadro favorevole*”, che può assumere forme diverse, incluso il supporto alle famiglie in condizioni economicamente disagiate o vulnerabili. Invece, la CEC prescinde dalla presenza di impianti alimentati da fonti rinnovabili e, qualora lo Stato membro lo ritenga opportuno, include anche la possibilità di possedere e gestire la rete elettrica interna alla comunità¹¹. Nel caso in cui lo Stato membro consenta alle CEC di gestire la rete di distribuzione (con opportuni adeguamenti del regime concessorio nei paesi, come l'Italia, in cui esso è vigente), la Direttiva elettrica prevede espressamente che la CEC sia trattata, dal punto di vista della regolazione, come un *distribution system operator*, con le semplificazioni regolatorie attualmente previste per i Sistemi di Distribuzione Chiusi già definiti dalla direttiva 2009/72/CE.

Al riguardo, si ritiene preferibile **evitare che siano definite nuove fattispecie in cui è possibile realizzare *ex novo* reti private per la fornitura di utenze residenziali, invece di utilizzare in maniera efficiente le reti pubbliche esistenti**. Infatti, in contesti di utenza residenziale (diversi, cioè, da quelli tipici dei già definiti Sistemi di Distribuzione Chiusi) è economicamente non vantaggioso realizzare reti diverse e ulteriori rispetto a quelle pubbliche.

Si rileva, altresì, che le comunità energetiche non consentono di per sé di ottenere i vantaggi del consumo di energia elettrica prodotta in sito per il solo fatto di rispettare le definizioni contenute nel quadro normativo europeo. Tali comunità energetiche hanno finalità complessive diverse dall'autoconsumo in sito, quali, in particolare, quella di facilitare l'investimento in impianti di produzione da fonti rinnovabili tramite aggregazione di piccoli investitori, valorizzando le risorse locali, oppure quella di facilitare l'acquisto collettivo di energia elettrica, semplificando l'accesso ai mercati dell'energia, senza trascurare le finalità sociali, ivi incluso il contrasto alla “povertà energetica” come avviene nelle *best practices* europee. **Pertanto, le valutazioni specifiche che devono essere condotte in attuazione della RED II dovrebbero tenere conto di tali finalità, evitando che le comunità energetiche abbiano lo stesso**

¹¹ Più in dettaglio, la CEC è definita come “*a legal entity which is based on voluntary and open participation, effectively controlled by shareholders or members who are natural persons, local authorities, including municipalities, or small enterprises and microenterprises. The primary purpose of a citizens energy community is to provide environmental, economic or social community benefits for its members or the local areas where it operates rather than financial profits. A citizens energy community can be engaged in electricity generation, distribution and supply, consumption, aggregation, storage or energy efficiency services, generation of renewable electricity, charging services for electric vehicles or provide other energy services to its shareholders or members*”.

trattamento tariffario dell'autoconsumo, quando non ne ricorrano le caratteristiche.

Da ultimo, benché il tema non emerga esplicitamente dalle nuove direttive europee, pur essendo stato oggetto di discussione durante la loro formazione, **si evidenziano gli aspetti che potrebbero rendere critica l'eventuale revisione della definizione di cliente finale in senso estensivo**, tale da considerare come nuovo "cliente finale" (unico) un insieme di soggetti attualmente identificati come clienti finali distinti. Tale revisione, se, da un lato, può determinare una semplificazione nei casi in cui non vi è l'interesse né la necessità di identificare soggetti separati, dall'altro lato, comporterebbe sicuramente la perdita di alcuni diritti individuali dei soggetti/consumatori, che verrebbero considerati dal sistema come un'unica entità (questo rischio appare piuttosto rilevante nei casi in cui sono presenti clienti domestici, come per esempio i singoli condòmini).

Nel ringraziare per l'attenzione prestata, lascio a disposizione, in Appendice, alcuni approfondimenti in merito alle tematiche esposte.

Approfondimento 1: Significato dell'autoconsumo

1. Il concetto di autoconsumo

L' "autoconsumo" non ha una definizione univoca ed è utilizzato in contesti diversi e con differenti finalità in ambito normativo, fiscale e regolatorio.

Dal punto di vista tecnico, il concetto di "autoconsumo" identifica *il consumo di energia elettrica prodotta nel medesimo sito in cui viene consumata, sia istantaneamente che per il tramite di sistemi di accumulo*, indipendentemente dai soggetti (anche diversi tra loro) che ricoprono il ruolo di produttore e di cliente finale, purché operanti nello stesso sito opportunamente definito e confinato, e indipendentemente dalla fonte che alimenta l'impianto di produzione. È, pertanto, più corretto, da un punto di vista tecnico, parlare (ad esempio) di "produzione e consumo in sito", anziché di "autoconsumo", poiché quest'ultimo termine presuppone la coincidenza tra il produttore e il cliente finale. Ciò nonostante, nel prosieguo, si utilizzerà per brevità il termine "autoconsumo" nell'accezione più ampia sopra esposta.

Laddove si intenda riconoscere una specificità (un vantaggio) all'autoconsumo, la stessa sarebbe da ascrivere alla configurazione "fisica" del sistema (in sito) e alle modalità di utilizzo dello stesso (consumo e produzione avvengono nel medesimo sito senza che vi sia un trasporto dell'energia elettrica su reti esterne) e non, invece, alla configurazione "commerciale", che determina la proprietà degli impianti e dell'energia scambiata.

2. Effetti indotti sul sistema elettrico dall'autoconsumo

Nel seguito sono elencati, a mero titolo esemplificativo, i potenziali impatti indotti sul sistema elettrico dall'autoconsumo:

- a) perdite di rete: l'energia elettrica prodotta e consumata in sito, riducendo i transiti sulle reti, comporta una riduzione delle perdite di rete rispetto al caso in cui l'energia proviene dalla rete di trasmissione a livelli di tensione più elevati;
- b) connessione alla rete: l'energia elettrica prodotta e consumata in sito, in alcune situazioni, potrebbe permettere di ottimizzare l'utilizzo delle cabine di consegna e degli stalli per la connessione, riducendo i costi di connessione;
- c) potenziamento o sviluppo di nuove reti: l'energia elettrica prodotta e consumata in sito potrebbe consentire, in prospettiva, la riduzione della necessità di potenziamento delle reti esistenti o di realizzazione di nuove reti, nella misura in cui contribuisce a ridurre la potenza massima richiesta sui punti di connessione piuttosto che nella

misura in cui contribuisse a ridurre i transiti. Infatti, i costi di investimento, superiori rispetto ai costi di gestione, sono correlati al fatto che le reti elettriche, soprattutto quelle di distribuzione, vengono usualmente dimensionate e sviluppate affinché siano in grado di garantire la potenza massima che ciascun utente richiede sul punto di connessione;

- d) dispacciamento: l'autoconsumo non necessariamente riduce i costi di dispacciamento in quanto Terna, per esercire il sistema elettrico in condizioni di sicurezza, deve comunque tener conto della necessità di approvvigionarsi di capacità di riserva, al fine di soddisfare il fabbisogno di potenza del carico interno al sistema di autoconsumo nelle ore in cui la produzione interna al predetto sistema è nulla, anche per effetto di avarie sull'impianto di produzione. L'aumento dei costi di dispacciamento si incrementa al crescere della "volatilità della fonte".

Tutti i benefici dell'autoconsumo qui elencati prescindono dalla fonte che alimenta l'impianto di produzione.

In principio, quindi, ai fini di una regolazione *cost-reflective*, l'energia prodotta e consumata in sito potrebbe essere esonerata:

- dall'applicazione dei coefficienti di perdita convenzionali, come già attualmente avviene;
- dall'applicazione di una quota dei costi di rete; l'attuale esonero della parte variabile delle componenti tariffarie (cioè quelle in €/kWh), a copertura degli oneri della rete pubblica (tariffe di trasmissione e distribuzione), potrebbe essere considerata una *proxy* di tale quota, poiché, nel caso di clienti finali connessi alle reti di media e bassa tensione, tale variabile viene definita a copertura dei soli costi di trasmissione. Eventuali valutazioni aggiuntive e affinamenti possono essere sviluppati su tale aspetto, in una prospettiva di tariffe di rete sempre più *cost reflective* come anche previsto dalla normativa europea;
- dall'applicazione di una parte, difficilmente quantificabile, dei corrispettivi di dispacciamento. L'esonero totale, attualmente previsto, dall'applicazione dei corrispettivi di dispacciamento per l'energia elettrica consumata in sito, nel caso di alcune configurazioni particolari (tale esonero non è previsto nel caso dei SDC essendo essi equiparati alle reti di distribuzione e dovendo mantenere separata evidenza di tutti gli utenti - clienti finali e produttori - ad essi connessi), costituisce una misura che tende a sopravvalutare il contributo effettivo dell'autoconsumo e a scaricare sul resto del sistema costi che, in principio, dovrebbe sostenere anche l'autoconsumo stesso.

Per quanto riguarda i corrispettivi di connessione, si osserva che essi sono già attualmente correlati alla potenza richiesta (che potrebbe essere ridotta in caso di consumo in sito). In più, nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento da connettere alle reti di distribuzione, gli attuali corrispettivi di connessione sono definiti a *forfait* e sono mediamente inferiori rispetto ai costi effettivi.

3. *Questioni generali afferenti alle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema*

I cosiddetti “oneri generali di sistema”, pur attinenti al sistema elettrico, non sono direttamente correlati all’utilizzo del sistema elettrico. Nel momento in cui gli oneri generali di sistema sono rilevanti rispetto agli altri costi coperti tramite le bollette elettriche (come avviene attualmente), la definizione della struttura delle componenti tariffarie per garantirne la copertura risulta molto delicata, in quanto può determinare effetti distorsivi sui comportamenti dei clienti finali, relativi a scelte sia di consumo sia di investimento.

Per esempio, per quanto riguarda gli effetti distorsivi, la mancata applicazione delle parti variabili delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, nel caso dell’energia elettrica consumata in sito, aumenta il valore di tale energia rispetto a quella prelevata dalla rete pubblica, senza che vi sia, con riferimento ai medesimi oneri, alcun beneficio sistemico correlato all’autoconsumo in quanto tale. In tal senso, la richiamata mancata applicazione delle parti variabili delle componenti tariffarie a copertura degli oneri si configura come un vero e proprio *incentivo implicito* (non correlato ai costi degli investimenti e, pertanto, agli obiettivi propri di ogni programma di incentivazione), che può determinare la realizzazione di nuovi impianti di produzione particolarmente costosi (rispetto ad altre soluzioni) e scarsamente efficienti, che senza tale incentivo non verrebbero mai realizzati. Questa situazione comporterebbe, da un lato, un beneficio per chi realizza nuovi impianti di produzione distribuita, anche se potenzialmente inefficienti e non sostenibili dal punto di vista ambientale, e, dall’altro, oneri maggiori per la generalità dell’utenza nel suo complesso (ivi inclusi quei clienti che non hanno la possibilità di realizzare impianti destinati all’autoconsumo).

Questa situazione indurrebbe anche a realizzare nuove reti private (se consentito) non dove esse possono risultare efficienti (per esempio, per motivi geografici, in contesti dove non è presente la rete pubblica, oppure, per motivi tecnici, dove servono livelli di qualità del servizio superiori rispetto a quelli garantiti sulle reti pubbliche o dove servono requisiti particolari, oppure in contesti peculiari quali i poli industriali, i centri commerciali, porti e aeroporti) ma solo allo scopo di aumentare la quantità di energia

elettrica esonerata dall'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di sistema, che, a maggior ragione, ancora di più ricadrebbero su altri soggetti¹².

In sintesi, **risulterebbe inefficiente utilizzare un incentivo implicito, derivante dalla mancata applicazione delle parti variabili delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di sistema, al fine di promuovere le fonti rinnovabili. A tal fine, sarebbe preferibile definire adeguati strumenti incentivanti espliciti, che tengano conto delle peculiarità delle fonti e delle tecnologie**, nel rispetto della disciplina europea in materia di aiuti di Stato. Tali incentivi espliciti, infatti, a differenza di quelli impliciti, possono essere opportunamente definiti e aggiornati per accompagnare le nuove tecnologie verso la *market parity*.

¹² L'Autorità ha espresso, nella memoria 588/2018/I/eel, la propria posizione favorevole al trasferimento di una parte degli oneri generali di sistema sulla fiscalità generale. Ciò ridurrebbe gli effetti sugli altri clienti dell'incentivo implicito attualmente in essere per le configurazioni private ammissibili esistenti.

Approfondimento 2: il quadro europeo

1. Introduzione

L'autoconsumo occupa un posto di rilievo nel nuovo quadro normativo europeo.

La *Direttiva per la promozione delle fonti rinnovabili*, già pubblicata¹³ (di seguito: RED II) e la *Direttiva per il mercato interno dell'energia elettrica*¹⁴ (di seguito: *Direttiva elettrica*), in corso di finalizzazione dopo l'accordo politico conseguito nell'ambito del cosiddetto "trilogo" inter-istituzionale - Commissione, Consiglio e Parlamento europeo -, introducono non solo nuove modalità per l'autoconsumo, con previsioni simmetriche nei due testi seppur non identiche, ma anche nuovi soggetti giuridici, tra cui le "comunità di energia rinnovabile" (RED II) e le "citizen energy community" (Direttiva elettrica).

Le comunità energetiche sono tutte caratterizzate da una dimensione sociale, prevalentemente *no-profit*, oltre che in relazione al tipo di energia oggetto della loro iniziativa (fonti rinnovabili, non solo elettriche, per le *comunità di energia rinnovabile*; qualsiasi fonte di energia elettrica, per le *citizen energy community*).

Ulteriori norme sono rinvenibili nel *Regolamento del mercato interno dell'energia elettrica*¹⁵ (di seguito: Regolamento mercato elettrico), pure in corso di approvazione definitiva dopo l'accordo politico, che entrerà direttamente in vigore presumibilmente nel corso del 2019.

2. Soggetti di rilievo ai fini dell'autoconsumo individuale: autoconsumatori di energia rinnovabile e "active customer"

La RED II definisce il concetto di autoconsumatore di energia rinnovabile. In quanto cliente finale, l'autoconsumatore di energia rinnovabile conserva i diritti e gli obblighi riconosciuti ai clienti finali, per esempio, in termini di accesso alla rete e di scelta del fornitore. Inoltre, l'autoconsumatore di energia rinnovabile opera "in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti".

Ogni cliente finale, individualmente o attraverso aggregatori, ha il diritto di trasformarsi in autoconsumatore di energia rinnovabile, mantenendo inalterati i propri diritti/doveri quale cliente finale, e acquisendo il diritto di vendere l'energia in eccesso al proprio consumo, anche attraverso contratti di fornitura tipo *purchase power agreement* o

¹³ Direttiva 2018/2001/UE per la promozione delle fonti rinnovabili (rifusione), in particolare, art. 2 (*definizioni*, punti 14.-15-16), art. 21 (*Autoconsumo*) e art. 22 (*Comunità di energie rinnovabili*).

¹⁴ Si fa riferimento al Documento interistituzionale INIT 5076/2019 (EN) del 19 gennaio 2019.

¹⁵ Si fa riferimento al Documento interistituzionale INIT 5070/2019 (EN) dell'11 gennaio 2019.

attraverso scambi tra pari (*peer-to-peer*), con la precisazione che “*il diritto di condurre scambi tra pari non pregiudica i diritti o gli obblighi delle parti coinvolte in qualità di consumatori finali, produttori, fornitori o aggregatori*”.

L'autoconsumatore di energia rinnovabile può gestire accumuli, la cui energia non può essere assoggettata a doppia tariffazione in termini di oneri di rete; inoltre, può ricevere una remunerazione (anche attraverso politiche di sostegno) per l'energia immessa in rete che ne rifletta il valore di mercato, tenendo conto anche del valore di lungo termine di tale energia per la società e l'ambiente.

La RED II prevede che, ferma restando l'applicazione delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di sistema, anche agli abitanti di uno stesso edificio o condominio possa essere riconosciuto lo status di *autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente*, ma attribuisce la facoltà agli Stati membri di prevedere trattamenti differenziati fra “autoconsumatori di energia rinnovabile” e “autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente”. Meccanismi simili sono previsti dalla Direttiva elettrica che introduce il concetto di “cliente attivo” (*active customer*), inteso come un cliente finale o un gruppo di clienti “*jointly acting*” che consumano o accumulano l'energia elettrica prodotta (indipendentemente dalla fonte) in propri siti, posti entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, o che vendono l'energia elettrica prodotta o partecipano a meccanismi volti a promuovere la flessibilità o l'efficienza energetica, atteso che queste attività non siano l'attività principale.

Per quanto riguarda l'applicazione delle tariffe di trasmissione e di distribuzione, nonché delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di sistema, la RED II stabilisce che gli autoconsumatori di energia rinnovabile non possano essere sottoposti né a procedure e a oneri discriminatori e sproporzionati né a tariffe di rete che non siano aderenti ai costi correlati all'energia scambiata.

Sempre in base alla RED II, gli autoconsumatori di energia rinnovabile devono essere esentati da qualsiasi onere o tariffa di rete in relazione all'energia autoconsumata, ferma restando la possibilità, esplicitamente prevista dal Regolamento mercato elettrico, che le tariffe di distribuzione comprendano componenti basate sulla capacità (che, per loro natura, sono applicate, in relazione alla potenza in prelievo, anche agli autoconsumatori).

Agli Stati membri è riservata la facoltà di applicare oneri e tariffe anche all'energia autoconsumata, sempre su base proporzionata e non discriminatoria, in tre casi:

- a) qualora l'energia elettrica prodotta ed auto-consumata sia oggetto di incentivazione esplicita, ma solo nella misura in cui la sostenibilità economica dell'investimento e l'effetto incentivante siano preservati;
- b) nel caso in cui l'autoconsumo derivi da energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonte rinnovabile con potenza installata superiore a 30 kW;
- c) dal 2026, qualora l'autoconsumo superi l'8% dell'intera potenza installata sul territorio nazionale, a condizione che, a seguito di un'analisi costi-benefici condotta dall'autorità nazionale di regolazione, risulti l'esenzione sia finanziariamente insostenibile o impedisca una promozione delle fonti rinnovabili economicamente efficiente.

La RED II, infine, obbliga gli Stati membri a sviluppare un quadro regolatorio non discriminatorio volto a promuovere e a facilitare lo sviluppo dell'autoconsumo nelle sue varie forme. Una sintesi delle politiche e delle misure contenute in tale quadro regolatorio e una analisi della loro implementazione devono essere inclusi nei Piani energia-clima definiti nel nuovo Regolamento sulla *governance* dell'Unione dell'energia.

3. *Soggetti giuridici di rilievo ai fini dell'autoconsumo collettivo: le comunità energetiche*

Le nuove direttive europee introducono due nuovi soggetti giuridici, con caratteristiche simili: la “Comunità di energia rinnovabile” (*Renewable energy community*; di seguito: REC) nella RED II e la “*Citizen energy community*” (di seguito: CEC) nella Direttiva elettrica.

Le REC sono comunità che possiedono e sviluppano progetti finalizzati all'utilizzo (non solo a scopi elettrici) delle fonti rinnovabili, alle quali viene riconosciuto il diritto ad autoconsumare, a condividere forniture di energia, a stoccare energia e ad accedere ai mercati. Tali comunità hanno personalità giuridica e si fondano su adesioni aperte e volontarie: i loro soci sono persone fisiche, autorità locali (incluse le municipalità) o piccole medie imprese (PMI) localizzate nelle vicinanze degli impianti alimentati da fonti rinnovabili posseduti o sviluppati dalle REC stesse. La missione sociale di queste comunità consiste nell'erogazione di benefici ambientali ed economico-sociali ai propri soci e all'area geografica in cui sono localizzate, senza scopo di lucro. Ai consumatori finali e/o autoconsumatori è riconosciuto il diritto di partecipare alle REC, preservando tuttavia i propri diritti e obblighi quali consumatori finali.

In altri termini, la REC è una sorta di autoconsumatore/aggregatore *no-profit*, che istituisce una specie di enclave, all'interno della quale vige una sorta di condivisione dell'energia rinnovabile. La definizione di REC di per sé non contempla l'attività di

distribuzione dell'energia elettrica: la REC è una entità i cui membri sono collegati tra loro da una rete pubblica ed è espressamente previsto il “*mantenimento dei diritti e degli obblighi dei membri della comunità (...) come clienti finali*”¹⁶.

Gli Stati membri devono prevedere un “*quadro favorevole*” per le REC, che può assumere forme diverse, incluso il supporto alle famiglie in condizioni economicamente disagiate o vulnerabili. Una sintesi delle politiche e delle misure contenute in tale quadro regolatorio e una analisi della loro implementazione devono essere incluse nei Piani energia clima definiti nel nuovo Regolamento sulla *governance* dell'Unione dell'energia

La struttura orientata a finalità sociali delle REC è del tutto simile a quella prevista per le CEC, la cui definizione prescinde dalla presenza di impianti alimentati da fonti rinnovabili e, qualora lo Stato membro lo ritenga opportuno, include anche la possibilità di possedere e gestire la rete elettrica interna alla comunità. Nel caso in cui lo Stato membro consenta alle CEC di gestire la rete di distribuzione (con opportuni adeguamenti del regime concessorio nei paesi, come l'Italia, in cui esso è vigente), la Direttiva elettrica prevede espressamente che la CEC sia trattata, dal punto di vista della regolazione, come un *distribution system operator*, con le semplificazioni regolatorie attualmente previste per i Sistemi di Distribuzione Chiusi già definiti dalla direttiva 2009/72/CE. Ciò assicurerebbe, anche nel caso in cui la CEC sia dotata di rete propria, il mantenimento dei diritti e degli obblighi dei membri della comunità come clienti finali, ivi inclusa la facoltà di scelta del venditore di energia elettrica da parte di ciascun cliente finale. L'applicazione delle tariffe di rete e dei corrispettivi a copertura degli oneri di sistema verrebbe quindi demandata agli Stati membri in coerenza con l'assetto regolatorio delle reti di distribuzione o dei Sistemi di Distribuzione Chiusi.

¹⁶ Tra i diritti si richiama la scelta del fornitore; tra gli obblighi, il pagamento di tariffe di rete e di corrispettivi a copertura degli oneri generali per ciascun singolo membro della REC, in relazione ai punti di prelievo di cui è titolare.

Approfondimento 3: l'attuale quadro nazionale

1. La definizione di cliente finale e di produttore

Il decreto legislativo n. 79/99 prevede che il cliente finale è una persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete pubblica anche attraverso reti o linee private.

Fin dall'inizio, il cliente finale è stato individuato per il tramite delle cosiddette unità di consumo, coincidenti con le unità immobiliari e le relative pertinenze. Negli anni più recenti, anche per effetto della diffusione della generazione distribuita, sono state introdotte nella regolazione alcune puntualizzazioni. Allo stato attuale, l'unità di consumo che identifica il cliente finale è definita come l'insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi a una rete, anche per il tramite di reti o linee elettriche private, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo al predetto insieme sia utilizzato per un singolo impiego o finalità produttiva¹⁷.

Il produttore di energia elettrica, invece, secondo quanto disposto dal decreto legislativo n. 79/99, è una persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto. Egli è l'intestatario dell'officina elettrica di produzione, ove prevista dalla normativa vigente, nonché l'intestatario delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione.

In generale, ogni cliente finale e ogni produttore sono separatamente e autonomamente connessi alla rete. Il corrispondente punto di connessione viene identificato tramite il POD (*Point of Delivery*). Le reti elettriche sono in una situazione di monopolio naturale e le attività di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sono esercite in regime di concessione.

2. Le configurazioni private consentite

La normativa nazionale definisce in quali casi è possibile realizzare collegamenti elettrici finalizzati all'autoconsumo e quali configurazioni elettriche private possono essere realizzate, tenendo conto che, in generale, le reti elettriche sono in una situazione di monopolio naturale e che le attività di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sono esercite in regime di concessione sul territorio nazionale. Nel tempo, si sono stratificate in Italia una serie di definizioni. Al riguardo:

¹⁷ Essa, di norma, coincide con la singola unità immobiliare. È possibile aggregare più unità immobiliari in un'unica unità di consumo in alcuni casi particolari definiti dalle delibere 578/2013/R/eel e 539/2015/R/eel.

- a) nell'ambito dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)¹⁸, il legislatore ha individuato i Sistemi di Autoproduzione (SAP)¹⁹, i Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU)²⁰, i Sistemi Esistenti Equiparati ai SEU (SEESEU)²¹ e i Sistemi in Scambio sul Posto (SSP)²². Tra di essi, ai sensi della normativa vigente, gli unici sistemi che possono essere realizzati *ex novo* sono unicamente gli Altri SAP (ASAP) diversi dalle cooperative e dai consorzi storici, i SEU e i SSP. Inoltre, l'Autorità, con la deliberazione 578/2013/R/eel, ha introdotto la categoria degli Altri Sistemi Esistenti (ASE) che raggruppa tutti i sistemi che, pur non rientrando in specifiche definizioni di SSPC, sono stati realizzati e connessi alla rete pubblica prima dell'entrata in vigore della medesima deliberazione 578/2013/R/eel;
- b) nell'ambito delle reti elettriche²³, oltre alle reti pubbliche gestite da un concessionario, il legislatore ha individuato i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC)²⁴ di cui alla direttiva 2009/72/CE, limitandoli a quelli esistenti alla data di entrata in vigore della legge n. 99/09 (15 agosto 2009). I SDC a loro volta sono suddivisibili in Reti Interne d'Utenza (RIU)²⁵ e Altri SDC (ASDC). Allo stato attuale non possono essere realizzati nuovi SDC.

La seguente tabella riporta una sintesi delle diverse tipologie di sistemi ammissibili nel sistema elettrico nazionale.

¹⁸ I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) sono sistemi all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico. Sono sistemi elettrici che possono essere ricondotti a una configurazione semplice in cui vi sia un unico punto di connessione, di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale (cliente finale e produttore possono coincidere con lo stesso soggetto ovvero possono essere soggetti diversi).

¹⁹ Si veda l'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99.

²⁰ Si veda l'articolo 10, comma 1, del decreto legislativo n. 115/08.

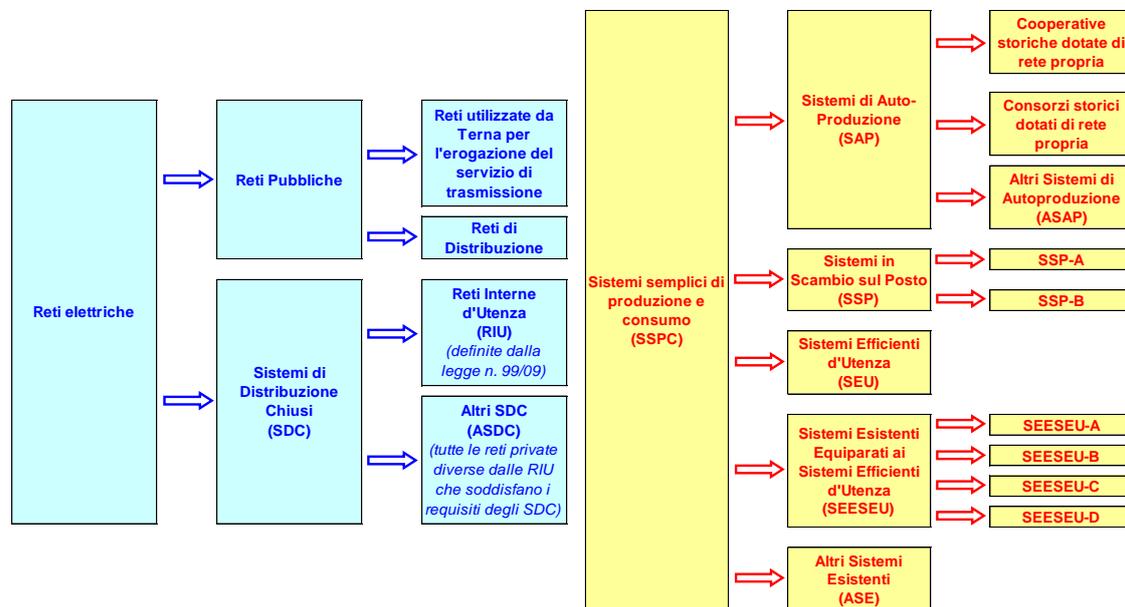
²¹ Si veda l'articolo 10, comma 2, del decreto legislativo n. 115/08. I SEESEU, a loro volta, possono essere ripartiti in quattro diverse categorie. Si vedano, al riguardo, la deliberazione 578/2013/R/eel (che identifica i SEESEU di tipo A, B e C) e i comunicati a essa riferiti e la deliberazione 788/2016/R/eel (che identifica i SEESEU di tipo D).

²² I SSP, a loro volta, possono essere di tipo A, se riferiti a impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, e di tipo B in tutti gli altri casi.

²³ Le reti elettriche sono definite come sistemi elettrici a configurazione complessa che, per effetto dei rapporti intercorrenti fra i diversi utenti del sistema, non possono essere ricondotti a uno schema semplificato in cui vi sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale. Tali sistemi sono pertanto riconducibili a uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica.

²⁴ Si veda l'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11.

²⁵ Si veda l'articolo 33 della legge n. 99/09.



– tabella 1. Le diverse tipologie di reti (pubbliche e private) e di sistemi di autoapprovvigionamento energetico nel sistema elettrico italiano –

Per completezza, occorre richiamare il fatto che il decreto legislativo n. 79/99 considera “autoconsumo” anche l’energia elettrica prodotta in un sito da uno o più soggetti appartenenti al medesimo gruppo societario e consumata in altri siti dai medesimi soggetti o altri soggetti afferenti al medesimo gruppo societario, in assenza di collegamenti elettrici privati tra le unità di produzione e le unità di consumo. Questa forma di autoconsumo prevede, pertanto, l’utilizzo della rete pubblica e non gode di incentivazioni implicite o esplicite nell’ambito regolatorio di competenza dell’Autorità, mentre gode di agevolazioni, quali quelle relative alle accise sull’energia elettrica prodotta e autoconsumata previste dal Testo unico delle accise (TUA).

L’Autorità ha dato attuazione al vigente quadro normativo con le deliberazioni 578/2013/R/eel e 539/2015/R/eel e i relativi Allegati A (rispettivamente, *Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo – TISSPC* e *Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi – TISDC*), più volte aggiornati per tenere conto dell’evoluzione del quadro normativo, razionalizzando il quadro definitorio e precisando come vengono erogati i servizi di connessione, trasmissione, distribuzione e misura, ivi inclusa l’applicazione delle relative componenti tariffarie.

3. *L'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema*

A decorrere dall'1 gennaio 2017, con l'entrata in vigore del decreto-legge 30 dicembre 2016, n. 244, convertito, con modificazioni, nella legge 27 febbraio 2017, n. 19, non esiste più alcuna differenza tra le diverse tipologie di SSPC né tra le diverse tipologie di SDC consentite, per quanto riguarda l'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema.

Per tutte le configurazioni private consentite, infatti, le parti delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema espresse in c€/punto e in c€/kW trovano applicazione in relazione ai punti di connessione con la rete pubblica e alla potenza impegnata in tali punti, mentre le parti delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema espresse in c€/kWh trovano applicazione solo in relazione all'energia elettrica prelevata da rete pubblica.

La normativa nazionale, quindi, esclude già l'applicazione di oneri dall'energia autoconsumata all'interno delle varie configurazioni private consentite.

Le disposizioni contenute nella RED II sembrano, invece, fondate sul presupposto che, in generale e fatte salve specifiche *esenzioni*, le componenti tariffarie variabili per gli oneri di rete nonché quelle a copertura degli oneri di sistema trovino applicazione, in relazione alle parti espresse in c€/kWh, all'energia elettrica consumata e non solo a quella prelevata dalla rete pubblica.²⁶

Per completezza, occorre anche richiamare l'esistenza dello scambio sul posto, che consente di estendere una parte dei benefici tariffari spettanti all'autoconsumo anche alla quantità di energia elettrica scambiata, ovvero all'energia immessa in rete e prelevata in momenti diversi, pari al minimo, su base annua (solare), tra l'energia immessa e l'energia prelevata per il tramite del medesimo punto di connessione.

4. *Le comunità energetiche*

La normativa nazionale non prevede alcunché in merito alle comunità energetiche, come declinate nelle nuove direttive europee. È, comunque, opportuno precisare che non esiste nessun impedimento alla loro realizzabilità in relazione alla libertà di scambiare energia tra i membri; esistono, invece, limitazioni all'esercizio di una rete propria (in quanto essa è consentita solo nelle realtà esistenti quali cooperative storiche e SDC).

²⁶ Tale era la situazione in Italia prima delle modifiche introdotte dal decreto-legge 30 dicembre 2016, n. 244, convertito, con modificazioni, nella legge 27 febbraio 2017, n. 19.

5. *Diffusione dell'autoconsumo in Italia*

L'autoconsumo in sito non viene attualmente misurato: esso può essere solo stimato, anche tenendo conto dei dati di misura dell'energia elettrica complessivamente prodotta ove disponibili.

Sulla base dei dati più recenti a oggi disponibili, riferiti all'anno 2018, risultano censiti poco meno di 786.000 SSPC. Oltre ai circa 648.000 sistemi in scambio sul posto (SSP), si registrano circa 134.000 SEU e circa 3.000 SEESEU; la potenza degli impianti di produzione installati in tali SSPC già censiti è pari a circa 17,6 GW (di cui 5,5 GW riferita ai SSP, 6,1 GW riferita ai SEESEU, 4,8 GW ai SEU e 1,2 GW agli ASE e ASAP), mentre l'energia elettrica prodotta e contestualmente consumata in sito nei SSPC è stimabile in circa **22,4 TWh** (di cui 2,6 TWh attribuibile ai SSP, 10,8 TWh attribuibile ai SEESEU, 6,4 TWh attribuibile ai SEU e 2,6 TWh attribuibile agli ASE e ASAP).

Per quanto concerne i SDC, risultano attualmente inserite nei registri 33 RIU (tante reti private, inizialmente classificate come RIU, sono poi state trasformate in SSPC a seguito del venir meno di alcuni clienti finali inizialmente presenti al loro interno) e 31 ASDC. L'energia elettrica prodotta e contestualmente consumata all'interno di SDC è stimabile in circa **5-6 TWh**.

La quantità complessiva di energia elettrica attualmente autoconsumata in un anno è pertanto circa pari a 28 TWh, di cui 5,8 TWh (il 20,7%) attribuibile alle fonti rinnovabili.

Questi dati ben evidenziano che l'autoconsumo non è, ad oggi, correlabile alle fonti rinnovabili, ma alla coesistenza in un medesimo sito di produzione e consumo indipendentemente da fonti e tecnologie nonché dalle soluzioni commerciali adottate.

La quantità di energia elettrica che complessivamente beneficia dei vantaggi tariffari sopra richiamati è pari a circa 30 TWh (di cui 28 TWh autoconsumati in sito e 2 TWh oggetto di scambio sul posto).