



Gruppo
Professione
Energia

GRUPPO
PROFESSIONE
ENERGIA

SISTEMI DI UTENZA

Una visione unitaria tra passato, presente e futuro



Report V.0
Dicembre 2018

Gruppo Professione Energia (GPE) è lo studio integrato di consulenza fondato e gestito da Marco Pezzaglia, laureato in ingegneria elettrotecnica al Politecnico di Milano nel 1993, ha iniziato la sua attività nel campo della modellistica e degli studi dei sistemi elettrici in ambiente liberalizzato al Centro elettrotecnico sperimentale italiano (CESI). Nel 2001 entra all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (ora Autorità di regolazione per energia reti e ambiente – ARERA) dove, nel 2003, assume la carica di responsabile dell'unità Reti elettriche occupandosi, in particolare, delle modalità e condizioni per l'accesso alle reti elettriche degli impianti di produzione e di consumo (connessione e regole per il dispacciamento) e di utilizzo della rete di interconnessione con l'estero. Il 1° gennaio 2007 ha assunto la carica di responsabile dell'Unità Fonti rinnovabili, produzione di energia e impatto ambientale nell'ambito della Direzione Mercati, dove si è occupato attivamente delle problematiche attinenti alle valutazioni sullo sviluppo delle fonti rinnovabili, dei sistemi di produzione e consumo e all'accesso al sistema e al mercato elettrico della produzione di energia elettrica e dei sistemi di autoproduzione/autoconsumo. Dall'inizio del 2010 svolge attività professionale di consulenza strategica e servizi nel settore energetico sia verso clienti privati che nei confronti di numerose associazioni di settore con particolare attinenza alle questioni di carattere tecnico-normativo e di mercato. Esperto in Gestione dell'Energia certificato UNI CEI 11339.

www.gpenergia.biz

pezzaglia@gpenergia.biz

Tel. +39.347.5456165



<https://www.linkedin.com/in/marco-pezzaglia-006b5065/?originalSubdomain=it>



@MPezzaglia

Il prodotto Report è parte di una serie di studi generali specifici su particolari temi di interesse del settore dell'energia e della regolamentazione. Gli articoli sono resi disponibili dall'autore su richiesta, ovvero dal sito www.enusyst.eu (Energy User Systems) o nella propria pagina di LinkedIn. Per ulteriori richieste o approfondimenti contattare GPE.

Le informazioni contenute nel presente documento hanno carattere puramente ricognitivo: a tal fine sono stati omessi alcuni particolari tecnici a beneficio della narrativa. L'autore non si assume la responsabilità di eventuali scelte e azioni che soggetti operatori di mercato dovesse effettuare sulla base delle informazioni contenute nel documento. Si ricorda che l'applicazione della normativa sui sistemi di utenza deve essere debitamente analizzata in relazione a ciascun caso specifico.

Prefazione dell'autore

Il tema dei sistemi di utenza e delle reti private sta acquisendo via via sempre più importanza negli ultimi tempi; tali oggetti, visti inizialmente come gli strumenti principali per lo sviluppo di una certa forma di produzione di energia elettrica, stanno assumendo un ruolo sempre più rilevante nel percorso di sviluppo di nuovi modelli di uso dell'energia locale e di nuovi modelli di mercato. A questo serve aggiungere il fatto che i recenti progetti di modifica delle normative a livello europeo contengono indirizzi volti alla promozione di nuove modalità di sviluppo e utilizzo delle energie rinnovabili e dell'efficienza mettendo in diretto collegamento le varie realtà a livello locale che possono contribuire al raggiungimento dell'obiettivo di un sistema energetico decarbonizzato.

Il tema dei sistemi di utenza è stato largamente dibattuto e regolato all'interno del sistema italiano fin dai primi anni di avvio del processo di liberalizzazione del sistema elettrico. Diversi sono stati gli atti che si sono susseguiti tanto a livello di normativa primaria quanto a livello tecnico-regolamentare. Tutto questo ha portato ad una stratificazione di norme per cui risulta opportuna una razionalizzazione nell'ottica di uno sviluppo ordinato dei sistemi di utenza e delle reti private.

Traendo spunto dall'esperienza di maturata dall'autore in 25 anni di attività nel settore, in principio di ricercatore in materia di sistemi elettrici, poi di responsabile in seno all'autorità di regolazione nazionale e infine come professionista impegnato nell'applicazione di norme e nella realizzazione e gestione di sistemi in numerosi ambiti industriale e terziario, possono essere elaborate alcune conclusioni a livello generale.

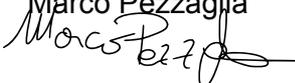
Dato il continuo sviluppo della regolamentazione in corso, il lavoro qui proposto non ha e non può avere carattere definitivo. Il presente documento potrà essere pertanto oggetto di ulteriori revisioni e completamenti sia sulla base dei commenti che potranno pervenire all'autore così come sulla base di quello che sarà l'evoluzione normativa in materia di sistemi di utenza e reti private.

Ad ausilio degli operatori vengono allegati al presente documento un contratto-tipo per i sistemi semplici e un regolamento-tipo interno ad un sistema di distribuzione chiuso: essi non hanno pretesa di esaustività, ma servono come base per eventuali ulteriori applicazioni specifiche da parte degli operatori.

Si segnalano, in particolare, le seguenti attività tuttora in corso:

- *Elaborazione di una proposta di armonizzazione delle definizioni di sistemi di utenza*
- *Analisi dello stato di attuazione internazionale dei sistemi di distribuzione chiusi e dei sistemi in autoconsumo (analisi di cui si dà un primo insieme di risultati già nel presente rapporto)*
- *Elaborazione di una proposta di un testo integrato dei sistemi di utenza (TISU)*

I vari contributi saranno pubblicati sul sito www.enusyst.eu

Marco Pezzaglia


INDICE DEI CONTENUTI

- **PARTE “ZERO” - LE QUESTIONI FONDAMENTALI**
- **PARTE I - SVILUPPO DEL MERCATO INTERNO, RETI ELETTRICHE, SISTEMI DI UTENZA E TARIFFE**
- **PARTE II - RICOGNIZIONE NORMATIVA SUI SISTEMI DI UTENZA IN CAMPO NAZIONALE**
- **PARTE III - LO STATO DI EVOLUZIONE IN AMBITO EUROPEO**
- **PARTE IV - METODOLOGIE DI ANALISI**
- **PARTE IV - INDICAZIONI PER IL FUTURO**

Allegato 1 : Definizioni SSPC (ARERA)

Allegato 2 : Profili contrattuali interni a un SSPC (ARERA)

Allegato 3 : Contratto-tipo per un SEU

Allegato 4 : Regolamento interno-tipo per un SDC

Altri link utili

Regolazione dei sistemi semplici

<https://www.arera.it/it/docs/13/578-13.htm>

Regolazione dei sistemi di distribuzione chiusi

<https://www.arera.it/it/docs/15/539-15.htm>

Applicazione delle accise nell'ambito dei sistemi semplici di utenza: Circolare 12/D dell'Agenzia delle Dogane del 25 luglio 2014

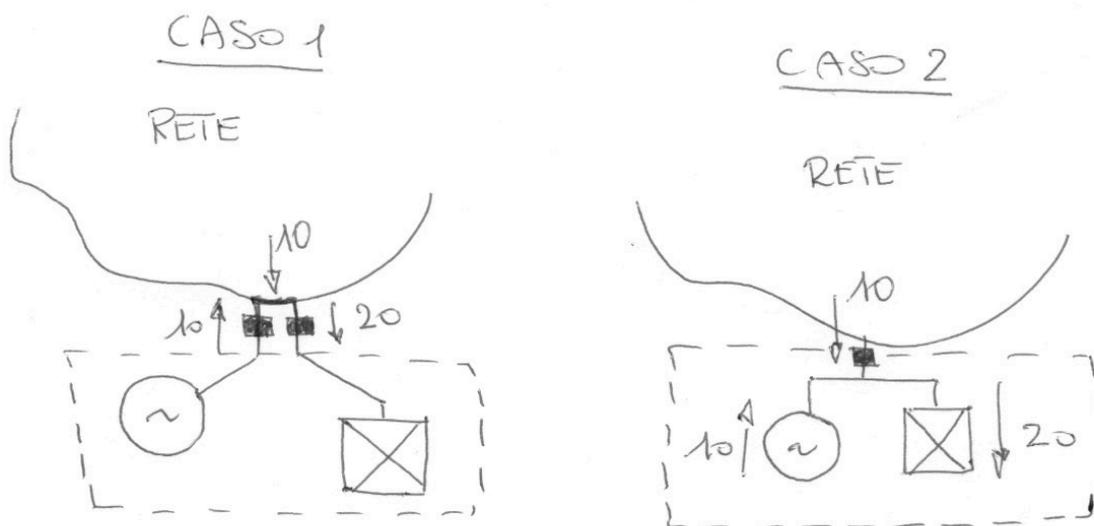
<https://www.adm.gov.it/portale/documents/20182/891025/lgpa-c-20140725-12D-78308+-+Energia+elettrica+-+Sistemi+efficienti+di+utenza.pdf/a8f760d9-61c7-4527-83da-a2345d7313a1>

PARTE "ZERO" LE QUESTIONI FONDAMENTALI

1. Il tema dei temi

Voglia il lettore tentare di dare risposta al (semplice¹) quesito seguente.

Dati i seguenti due casi si individui la differenza di impatto per la rete elettrica derivante dalle diverse modalità di connessione delle utenze indicate (deve assumersi che nel caso 1 i due punti di connessione siano praticamente coincidenti).



Risposte possibili²



In pratica, nessuna



La rete è impattata da un minore utilizzo



La rete viene maggiormente utilizzata

Altro: _____

-*-

Avendo fornito la risposta corretta, dimostrabile anche analiticamente sebbene ciò non sia possibile a questo livello di trattazione, il lettore si accorgerà che la differenza tra le due soluzioni indicate è riconducibile, in sostanza, ad una mera modalità di contabilizzazione differente dell'energia scambiata con la rete, giacché questa è impattata in pratica sempre nello stesso modo (si parla ovviamente della

¹ Ad un lettore iniziato alla materia dell'elettrotecnica la risposta potrà risultare più semplice rispetto ad altri lettori. Tuttavia, un piccolo sforzo di logica consentirà anche agli altri lettori di poter giungere ad una conclusione sulla base del suggerimento che l'energia elettrica nelle reti sceglie la strada con minor resistenza possibile e che la resistenza di una rete elettrica è direttamente correlabile alla distanza che l'energia elettrica deve percorrere dal luogo di produzione a quello di consumo.

² SOLUZIONE

La rete viene maggiormente utilizzata



La rete è impattata da un minore utilizzo



In pratica, nessuna



porzione di rete antistante il sistema in esame). Dire che, in pratica, in un medesimo sito il “dialogo” con la rete debba avvenire o meno “per differenza” è, in linea di principio, una pura assunzione di carattere convenzionale. C’è, quindi, da chiedersi che differenza passi dall’assumere tale convenzione o meno. Se il lettore avrà la pazienza di percorrere il cammino di analisi proposto del presente documento potrà trarre utili indicazioni del perché una simile assunzione possa essere adottata. Una qualche prima, sebbene elementare, risposta può essere comunque derivata già da quanto indicato al successivo paragrafo.

2. I sistemi di utenza in estrema sintesi

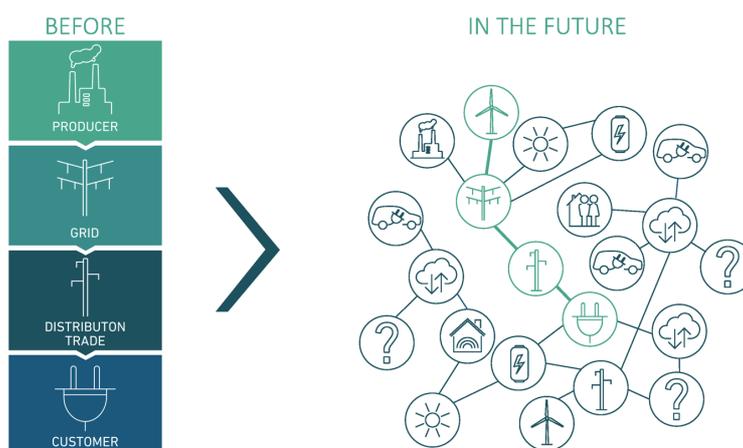
Il 13 novembre 2018, il Parlamento Europeo ha confermato l’accordo provvisorio raggiunto in giugno con il Consiglio sull’efficienza energetica, le energie rinnovabili e la *governance* dell’Unione dell’energia. Tali accordi prevedono che:

- l’efficienza energetica nell’Unione dovrebbe essere migliorata del 32,5% entro il 2030, mentre la quota di energia da fonti rinnovabili deve rappresentare almeno il 32% del consumo finale lordo dell’UE. Entrambi gli obiettivi saranno rivisti entro il 2023 e potranno solo essere innalzati, non abbassati;
- gli Stati membri devono garantire che i cittadini abbiano il diritto di produrre energia rinnovabile per il proprio consumo, di immagazzinarla e di vendere la produzione in eccesso;
- per i biocarburanti almeno il 14% dei carburanti per i trasporti deve provenire da fonti rinnovabili entro il 2030 ma, a partire dal 2019, il contributo dei biocombustibili di prima generazione con un elevato rischio di “cambiamento indiretto di destinazione dei terreni” sarà gradualmente eliminato fino a raggiungere quota zero nel 2030.

A questo si aggiunga la recente annuncio della Commissione Europea che il 28 novembre 2018 ha adottato una visione strategica di lungo termine per un’economia prospera, moderna, competitiva e a impatto climatico zero entro il 2050.

Dinanzi ad obiettivi così sfidanti di sostenibilità ambientale e di neutralità del carbonio è evidente che il ruolo dell’uso delle fonti rinnovabili di energia e dell’efficienza energetica rappresenta uno degli elementi di carattere fondamentale destinato ad impattare sull’evoluzione delle infrastrutture energetiche. Se da una parte, a livello macro, i sistemi infrastrutturali energetici tendono a diventare un tutt’uno, questo non prescinde da quanto accade invece a livello locale.

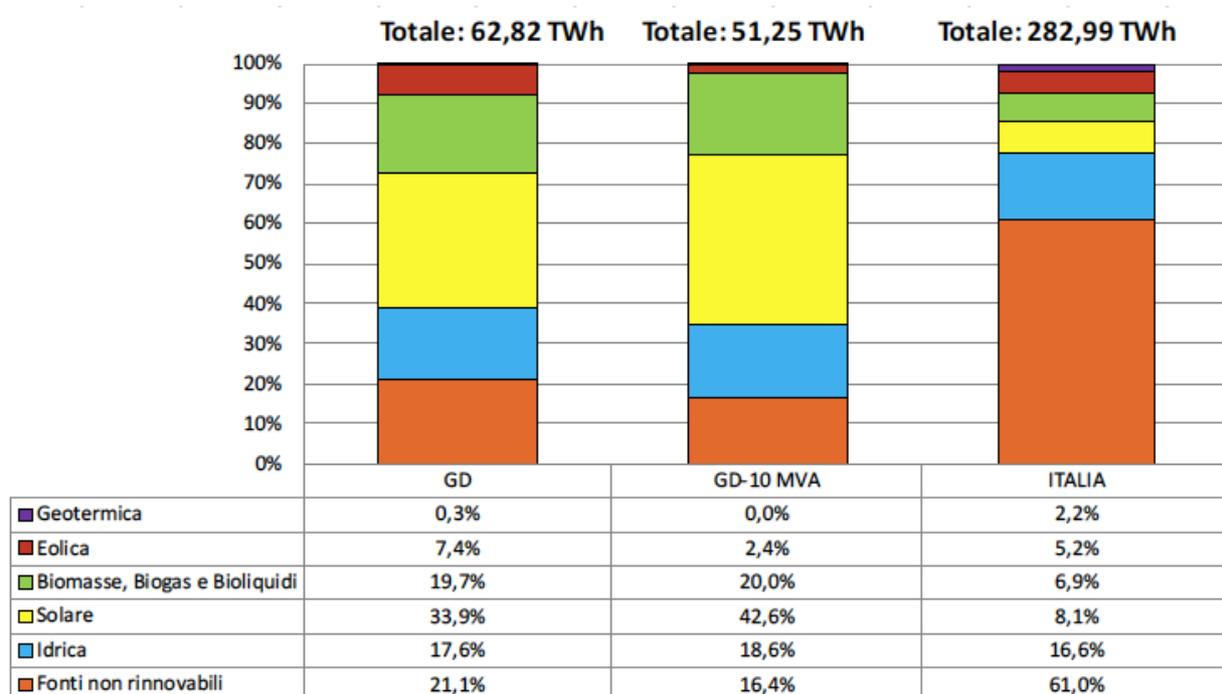
Di fronte alle nuove sfide cambieranno le infrastrutture energetiche e i modelli di uso per le medesime finalizzate a sostenere nuovi modelli di mercato.



Evoluzione delle infrastrutture energetiche di fronte ai nuovi obiettivi di sostenibilità ambientale e di decarbonizzazione ³

³ [http://www.energy-infrastructure-forum.com/doc/\[d1-s3-p02\]%20HLS%20on%20digitalization_Concl%20Digital%20RT_Egebo_Energinet.pdf](http://www.energy-infrastructure-forum.com/doc/[d1-s3-p02]%20HLS%20on%20digitalization_Concl%20Digital%20RT_Egebo_Energinet.pdf)

L'incremento dell'uso delle fonti rinnovabili, in particolar modo per la produzione di vettori energetici rinnovabili (elettricità rinnovabile e gas rinnovabile) comporterà un incremento della cosiddetta generazione distribuita. Gli ultimi dati disponibili sul monitoraggio della generazione distribuita attuato dall'autorità di regolazione italiana dimostra infatti che alla crescita della generazione distribuita corrisponde un tasso di utilizzo di fonti rinnovabili nettamente maggiori rispetto alla generazione non distribuita (cfr. fig. seguente). Nel commentare tali dati è necessario effettuare una considerazione che va al di là del carattere definitorio di generazione distribuita e che coglie il punto fondamentale dell'evoluzione energetica sostenibile dei sistemi. In linea di principio il termine corretto da utilizzare non sarebbe generazione distribuita, bensì generazione "a fonte diffusa"; non si tratta, infatti, di distribuire una fonte energetica affinché questa sia utilizzata a livello locale, ma si tratta piuttosto di utilizzare una fonte energetica diffusa sul territorio che non potrebbe essere altrimenti utilizzata se non in tale forma. Tale caratterizzazione di diffusione territoriale è propria della fonte rinnovabile, in particolare, la fonte solare, le biomasse e, fino a certi livelli, la fonte eolica. Accanto a questa si pongono soluzioni di micro e piccola generazione a forma distribuita basati, in genere, su soluzioni di cogenerazione ad alto rendimento.



Monitoraggio GD anno 2015

Nell'ottica del raggiungimento degli obiettivi predetti, anche i modelli energetici di produzione e consumo rappresentano una variabile non trascurabile nell'ambito dell'evoluzione del sistema. Se l'energia assumerà sempre più una connotazione locale assumeranno sempre più importanza modelli secondo sistemi di utenza e mercati locali basati sulla cooperazione e scambio di energia tra utenti secondo una logica, quantomeno, di prossimità territoriale.

I sistemi di utenza sono una fattispecie già nota da tempo nel nostro sistema; la loro definizione e regolazione è tuttavia limitata ad alcuni modelli. Più nel dettaglio è possibile tracciare sinteticamente un'evoluzione (attualmente in corso) dei sistemi "partecipati" da utenti in cui l'approvvigionamento energetico si fonde con la realizzazione di parti infrastrutturali.

All'inizio della catena possono essere posti i sistemi di autoapprovvigionamento dove per autoapprovvigionamento ci si riferisce alla situazione in cui una persona fisica o giuridica consuma l'elettricità che essa stessa ha prodotto (autoapprovvigionamento "semplice"). Questa persona deve essere in relazione geografica diretta con l'impianto di produzione di elettricità e deve gestire l'installazione stessa. In tal caso, l'elettricità non deve transitare attraverso una rete.

Il modello di autoapprovvigionamento da semplice ha subito nel tempo un'evoluzione sviluppando il concetto di sistema di distribuzione chiuso (SDC) – rete privata: in particolare, il sistema di distribuzione chiuso di cui alla direttiva 2009/28/CE è una rete elettrica privata, che distribuisce energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che non rifornisce clienti civili: fanno eccezione i nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile, ivi inclusi i nuclei familiari per i quali esistono rapporti di lavoro con aziende connesse a un SDC e inizialmente facenti parte dello stesso gruppo societario di appartenenza del proprietario del SDC. Il SDC, nella titolarità e gestione di soggetti diversi dai soggetti concessionari delle attività di trasmissione e di distribuzione, è caratterizzato dal fatto che, per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati oppure dal fatto che distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate.

A partire da questi due modelli, le direttive in corso di adozione in esito al percorso del cosiddetto Winter package introducono la definizione di comunità energetica: in sintesi, le comunità di energia (rinnovabile) coinvolgono gruppi di cittadini, imprenditori sociali, autorità pubbliche e organizzazioni comunitarie che partecipano direttamente alla transizione energetica investendo, producendo, vendendo e distribuendo energia rinnovabile congiuntamente. Oltre alla riduzione delle emissioni di gas serra, vi sono molti vantaggi per le comunità coinvolte, tra cui lo sviluppo economico, la creazione di nuovi posti di lavoro, l'energia più economica, l'autosufficienza, la coesione comunitaria e la sicurezza energetica. Le autorità regionali possono sostenere l'emergere di comunità energetiche fornendo finanziamenti,

L'incremento dell'uso delle energie diffuse (rinnovabili e ad alto rendimento) comporta l'evoluzione dei modelli di produzione e consumo e dei mercati



Tutti i predetti modelli sono caratterizzati, a diverso livello, dalla possibilità di creazione di infrastrutture energetiche private: dal momento in cui il principio della creazione del mercato interno è la massima contendibilità dell'offerta, sorge la domanda se e come sia opportuno (e anche efficiente) creare legami fisici tra domanda e offerta. Una risposta precisa a tale domanda non può essere ancora data: è del tutto evidente che serve adottare soluzioni che:

- evitino l'insorgere di inefficienze produttive;
- nel lungo termine non siano limitanti nei confronti dello sviluppo del mercato interno.

PARTE I

SVILUPPO DEL MERCATO INTERNO, RETI ELETTRICHE, SISTEMI DI UTENZA E TARIFFE

3. Reti elettriche e sviluppo del mercato nella Direttiva 2009/72/CE

Con lo scopo di avviare una riflessione di ampio respiro sui temi dei sistemi elettrici di utenza⁴, non si possono non richiamare alcuni elementi della Direttiva 2009/72/CE⁵ che forniscono numerosi spunti di riflessione.

Serve innanzi tutto osservare che, partendo dal presupposto che l'obiettivo della predetta Direttiva è la creazione di un mercato interno dell'energia elettrica pienamente operativo, le limitazioni all'accesso o l'accesso discriminatorio alle reti è stato riconosciuto come elemento ostativo allo sviluppo del mercato interno⁶.

La Direttiva prosegue considerando che al fine di sviluppare la concorrenza sul mercato interno dell'elettricità, i clienti [...] dovrebbero essere in grado di scegliere i propri fornitori e di stipulare contratti con diversi fornitori per coprire il proprio fabbisogno di elettricità tutelando tali clienti contro le clausole di esclusività, il cui effetto è quello di escludere offerte concorrenti e/o complementari⁷. Tutto questo è comprensibile se si considera che l'ottenimento della massima efficienza allocativa in termini economici per l'erogazione di un bene può essere ottenuta favorendo la contendibilità dell'offerta⁸: sebbene tale tema sia trattato per le interconnessioni, non vi è dubbio che il principio possa benissimo essere trasposto anche ai sistemi di utenza⁹.

Il principio della Direttiva è quello di consentire la più ampia contendibilità di mercato possibile. In un sistema di utenza, per sua natura, si realizza tipicamente un collegamento fisico che instaura nei fatti una forma di esclusività di approvvigionamento. Ai fini del rapporto tra evoluzione dei mercati ed evoluzione dei sistemi di utenza questo è una delle principali questioni che devono essere tenute in conto.

⁴ Potrebbe essere più opportuno parlare di "sistemi energetici di utenza", ma per quanto di interesse della presente trattazione ci si limiterà al tema dei sistemi elettrici.

⁵ Direttiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0072&from=EN>

⁶ Considerando (4) della Direttiva 2009/72/CE

⁷ Considerato (20) della Direttiva 2009/72/CE

⁸ Considerando (5) della Direttiva 2009/72/CE

⁹ Sul tema dello sviluppo di un mercato realmente contendibile la Direttiva 2009/72/CE considera quanto segue:
(39) *Il mercato interno dell'energia elettrica soffre di una carenza di liquidità e di trasparenza, che ostacolano l'efficiente allocazione delle risorse, la copertura dei rischi e l'entrata di nuovi attori. È necessario assicurare il miglioramento della concorrenza e della sicurezza dell'approvvigionamento tramite l'integrazione agevolata di nuove centrali elettriche nella rete elettrica in tutti gli Stati membri, incoraggiando in particolare i nuovi operatori del mercato. Occorre aumentare la fiducia nel mercato, aumentare la sua liquidità e il numero dei soggetti partecipanti al mercato e, pertanto, occorre aumentare la vigilanza esercitata dai regolatori sulle imprese che forniscono energia elettrica. Queste esigenze dovrebbero essere soddisfatte senza recare pregiudizio alla vigente normativa comunitaria sui mercati finanziari e dovrebbero anzi essere compatibili con quest'ultima. I regolatori dell'energia e i regolatori del mercato finanziario devono cooperare in modo che ciascuno di essi abbia una visione globale dei mercati di loro pertinenza.*

(50) *I cittadini dell'Unione europea e, ove gli Stati membri lo reputino opportuno, le piccole imprese dovrebbero poter godere degli obblighi del servizio pubblico, soprattutto per quanto riguarda la sicurezza dell'approvvigionamento e i prezzi ragionevoli.*

(57) *La promozione di una concorrenza leale e di un facile accesso per i vari fornitori, nonché delle capacità di nuova produzione di energia elettrica dovrebbe rivestire la massima importanza per gli Stati membri al fine di permettere ai consumatori di godere pienamente delle opportunità di un mercato interno dell'energia elettrica liberalizzato.*

Altro elemento di interesse è quello per cui la Direttiva considera che in assenza di una separazione effettiva delle reti dalle attività di generazione e fornitura (separazione effettiva), vi è il rischio permanente di creare discriminazioni non solo nella gestione della rete, ma anche negli incentivi che hanno le imprese (verticalmente integrate) a investire in misura adeguata nelle proprie reti¹⁰.

Per quanto concerne la funzione di distribuzione dell'energia elettrica, la Direttiva ribadisce che l'accesso non discriminatorio alla rete di distribuzione è un presupposto determinante per l'accesso alla clientela a valle, al livello della vendita al dettaglio. La Direttiva [al tempo della sua adozione] riteneva che il rischio di discriminazioni riguardo all'accesso dei terzi e agli investimenti è tuttavia minore al livello della distribuzione rispetto al livello della trasmissione, dove la congestione e l'influenza degli interessi della generazione o della fornitura sono in genere maggiori di quanto si verifichi a livello di distribuzione¹¹.

Dal momento in cui i sistemi di distribuzione chiusi sono reti di distribuzione a tutti gli effetti, le condizioni di criticità riscontrate nel mercato a configurazione "tradizionale" – cioè la configurazione su cui i considerati della Direttiva si sono maggiormente soffermati – al crescere della quota di generazione distribuita si potrebbe ripercuotere anche sugli SDC e sistemi di utenza in genere.

4. Sistemi di distribuzione chiusi e sistemi in autoconsumo

Quanto all'uso delle reti per la fornitura di energia elettrica, la Direttiva appare fissare un regime di carattere generale accompagnato da regimi particolari. Più precisamente, la

Alla luce di tutto quanto sopra rappresentato si può dire che la domanda del perché se da una parte la normativa europea spinge per un quadro di massimizzazione della contendibilità e della garanzia dell'offerta raggiungibile attraverso un pieno sviluppo del mercato, dall'altra si introducono sistemi che apparirebbero vincolare fisicamente la domanda con l'offerta.

Direttiva considera che l'energia elettrica può essere fornita ai cittadini dell'Unione esclusivamente attraverso la rete¹² salvo poi prevedere espressamente la possibilità di utilizzo di reti diverse da quelle pubbliche quali i sistemi di distribuzione chiusi. La Direttiva in questione non cita le configurazioni in autoconsumo, anche se tali configurazioni non sono sconosciute alla Commissione che ne tratta in separati atti.

Sistemi di distribuzione chiusi

Quanto ai sistemi di distribuzione chiusi, la Direttiva parte dal presupposto che qualora sia usato un sistema di distribuzione chiuso per garantire l'efficienza ottimale di una fornitura energetica integrata che richiede norme operative specifiche o qualora un sistema di distribuzione chiuso sia mantenuto principalmente per l'uso del proprietario del sistema, dovrebbe essere possibile esentare il gestore del sistema di distribuzione dagli obblighi che costituirebbero un onere amministrativo superfluo a causa della natura particolare del rapporto tra il gestore del sistema di distribuzione e gli utenti del sistema. I siti industriali, commerciali o di servizi condivisi, quali gli edifici delle stazioni ferroviarie, gli aeroporti, gli

¹⁰ Considerando (9) della Direttiva 2009/72/CE

¹¹ Considerando (26) della Direttiva 2009/72/CE

¹² Considerando (25) della Direttiva 2009/72/CE

ospedali, i campeggi di grandi dimensioni con strutture integrate o gli stabilimenti dell'industria chimica possono includere sistemi di distribuzione chiusi per via della natura specializzata del loro funzionamento¹³.

Quanto considerato dalla Direttiva delinea quelli che sono i profili del particolare regime di rete costituito dai sistemi di distribuzione chiusi; più in dettaglio risulta possibile ricorrere ad un sistema di distribuzione chiuso qualora:

- ricorra il caso di dover garantire l'efficienza ottimale di una fornitura energetica integrata che richiede norme operative specifiche;
- il sistema sia mantenuto principalmente per l'uso del proprietario del sistema.

La definizione di sistema di distribuzione chiuso è richiamato nell'articolo 28 della Direttiva.

Articolo 28 – Sistemi di distribuzione chiusi

1. Gli Stati membri possono stabilire che le autorità nazionali di regolamentazione o altre autorità competenti classifichino come sistema di distribuzione chiuso, un sistema che distribuisce energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e, fatto salvo il para- grafo 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 pro- prietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate.

2. Gli Stati membri possono stabilire che le autorità nazionali di regolamentazione esentino il gestore di un sistema di distribu- zione chiuso:

a) dal requisito di cui all'articolo 25, paragrafo 5, di acquisire l'energia che utilizza per coprire le perdite di energia e la capacità di riserva del proprio sistema secondo procedure tra- sparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato;

b) dal requisito di cui all'articolo 32, paragrafo 1, di far sì che le tariffe, o le metodologie di calcolo delle stesse, siano appro- vate prima della loro entrata in vigore conformemente all'articolo 37.

3. Quando è concessa un'esenzione a norma del paragrafo 2 le tariffe applicabili, o le metodologie di calcolo delle stesse, sono rivedute e approvate conformemente all'articolo 37, su richiesta di un utente del sistema di distribuzione chiuso.

4. L'uso accidentale da parte di un numero limitato di nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile, e situati nell'area ser- vita da un sistema di distribuzione chiuso non pregiudica la con- cessione delle esenzioni di cui al paragrafo 2.

Ulteriori chiarimenti sulla natura dei sistemi di distribuzione chiusi sono forniti dalla medesima Commissione Europea in un suo *working document*¹⁴.

¹³ Considerando (30) della Direttiva 2009/72/CE

¹⁴ COMMISSION STAFF WORKING PAPER 22 JANUARY 2010 -INTERPRETATIVE NOTE ON DIRECTIVE 2009/72/EC CONCERNING COMMON RULES FOR THE INTERNAL MARKET IN ELECTRICITY AND DIRECTIVE 2009/73/EC CONCERNING COMMON RULES FOR THE INTERNAL MARKET IN NATURAL GAS - RETAIL MARKETS-
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2010_01_21_retail_markets.pdf

La Commissione europea con la nota interpretativa del 22 gennaio 2010 in materia di mercati retail ha ulteriormente precisato il significato di SDC. In tale nota la Commissione evidenzia che i Sistemi di Distribuzione Chiusi sono in primo luogo sistemi di distribuzione realizzati all'interno di un sito geograficamente limitato e ciò li distingue dalle più generali Reti Pubbliche. Ciò significa, inoltre, che il gestore del SDC non può connettere autonomamente utenze localizzate all'esterno del sito, come sopra definito. In secondo luogo, i SDC potrebbero essere localizzati in siti industriali, commerciali o di servizi comuni come, a titolo di esempio, gli edifici delle stazioni ferroviarie, gli aeroporti, gli ospedali, i centri commerciali, i campeggi di grandi dimensioni con strutture integrate o gli stabilimenti industriali per via della natura specializzata del loro funzionamento. Gli utenti connessi ai SDC sono clienti industriali, commerciali, soggetti che erogano servizi condivisi o, come previsto dal comma 4, i soli nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile (la Commissione al riguardo precisa che i nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile devono essere individuati con flessibilità, ammettendo anche i nuclei familiari per i quali esistono rapporti lavorativi con aziende connesse ad un SDC ed inizialmente facenti parte dello stesso gruppo societario a cui afferiva il proprietario del SDC), oltre che, eventualmente, produttori di energia elettrica. Inoltre, il requisito di cui alla lettera a) dell'articolo 28, comma 4, [cfr. "per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati"] è riferito a situazioni in cui vari soggetti condividono una rete di distribuzione che consente l'ottimizzazione dell'approvvigionamento energetico o richiede specifici standard tecnici, di sicurezza o gestionali. Ad esempio, ciò è comune in siti industriali in cui il calore prodotto da un sistema cogenerativo viene utilizzato, per i rispettivi processi produttivi, dai diversi soggetti ivi presenti; oppure tale requisito si presenta qualora i diversi soggetti presenti necessitano di operare con standard elettrici diversi da quelli comunemente applicati alle reti pubbliche (ad esempio la frequenza di rete).

A generare la nascita della definizione di SDC nella Direttiva ha giocato senza dubbio un ruolo centrale la sentenza della Corte di giustizia delle Comunità europee di Citiworks (causa C-439/06)¹⁵ a seguito della quale, la Commissione Europea ha ritenuto opportuno prevedere la possibilità per i Paesi membri di esentare alcuni sistemi dall'applicazione delle norme di carattere generale sui sistemi di distribuzione onde evitare inutili aggravii amministrativi: tali sono i sistemi in cui la natura della relazione tra il gestore del sistema di distribuzione e gli utenti del sistema è molto diverso da quello comunemente riscontrabile per la rete "pubblica".

Ma sulla base di quali criteri è possibile classificare un sistema di distribuzione come "chiuso"? Tali criteri sono enunciati all'articolo 28, paragrafo 1, della Direttiva.

¹⁵ Nella causa Citiworks è stato chiesto alla Corte se l'obbligo imposto agli Stati membri dall'articolo 20, paragrafo 1, della direttiva 2003/54/CE (4), ora articolo 32, paragrafo 1, della direttiva 2009/72, di garantire che sia fornito libero accesso a sistemi di trasmissione e di distribuzione (5) si applichi a un sistema che fornisce energia elettrica solo al suo gestore, l'ente di gestione dell'aeroporto di Leipzig/Halle, e ad altre 93 imprese stabilite nell'area di tale aeroporto. La Corte ha constatato, in primo luogo, che siffatto sistema doveva essere considerato un sistema di distribuzione in quanto la direttiva 2003/54 non fissava condizioni attinenti alle dimensioni del sistema o al consumo di energia elettrica. In secondo luogo, la Corte ha dichiarato che l'articolo 20, paragrafo 1, della direttiva 2003/54 era applicabile al sistema in questione in quanto il libero accesso dei terzi alla rete di distribuzione costituiva una delle misure essenziali che gli Stati membri erano tenuti ad attuare per completare il mercato interno dell'elettricità, e tale sistema non rientrava nella sfera di applicazione di alcuna eccezione o deroga all'obbligo di fornire libero accesso prevista dalla direttiva 2003/54. In seguito alla sentenza della Corte nella causa Citiworks, è aumentato il timore che i requisiti fissati dalla direttiva 2003/54 fossero troppo gravosi per i gestori di sistemi di distribuzione come quello in discussione in tale sentenza. Pertanto, la direttiva 2009/72 ha introdotto la nozione di «sistemi di distribuzione chiusi», i cui gestori hanno diritto all'esenzione da determinati obblighi previsti da tale direttiva.

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:62017CC0262>

Corte di Giustizia Europea Conclusioni dell'avvocato generale E. Tanchev, presentate il 13 settembre 2018

- Il primo punto è che il sistema di distribuzione chiuso deve essere situato su un sito geograficamente limitato¹⁶. Questo lo distingue dalla rete pubblica generale. Significa anche che non sarebbe possibile, in generale, che gli utenti situati all'esterno del sito siano connessi al sistema di distribuzione chiuso.
- In secondo luogo, il sito dovrebbe essere un sito di servizi industriali, commerciali o condivisi. Come già detto, nel considerando (30) della Direttiva sono forniti diversi esempi di tali siti, compresi gli ospedali e i siti dell'industria chimica. Non è necessario che il sito abbia una funzione commerciale, come indicato dall'inclusione degli ospedali tra gli esempi, ma il sito non può essere utilizzato per rifornire i clienti domestici. L'uso incidentale da parte di una famiglia è coperto dall'articolo 28, paragrafo 4. Solo l'uso incidentale del sistema di distribuzione chiuso da parte di famiglie che hanno un rapporto di lavoro o una relazione simile con il proprietario del sito è compatibile con la classificazione del sistema come sistema di distribuzione chiuso. In particolare, il numero totale di famiglie deve essere piccolo. La definizione di ciò che costituisce una relazione simile a un rapporto di lavoro dipende dalle circostanze precise, in particolare dalla relazione storica tra il proprietario e gli utenti del sistema, ad esempio quando una società che ha sviluppato un sistema di distribuzione esclusivamente per le proprie operazioni si divide successivamente in diverse società separate.
- Infine, il sito deve soddisfare uno dei due ulteriori criteri di cui all'articolo 28, paragrafo 1, per essere classificato come un sistema di distribuzione chiuso. Questi sono:
 - (1) per motivi tecnici o di sicurezza specifici, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema sono integrati; o
 - (2) il sistema distribuisce elettricità principalmente al proprietario o all'operatore del sistema o alle relative imprese.

In relazione agli ultimi due criteri citati è la Commissione stessa a fornire alcuni utili chiarimenti, in particolare:

- Il criterio (1) cattura situazioni in cui diverse società utilizzano congiuntamente un sistema di distribuzione che ottimizza un approvvigionamento energetico integrato o richiede specifici standard tecnici, di sicurezza o operativi. Ciò è particolarmente comune nei siti industriali in cui, ad esempio, il calore generato dalla generazione di elettricità viene utilizzato nel processo di produzione di altri utenti del sistema. Un altro motivo potrebbe essere quello in cui è necessario che gli utenti del sito operino con standard di affidabilità diversi rispetto a quelli che si applicano alla rete pubblica, ad esempio in relazione alla frequenza. L'interrelazione tra le operazioni degli utenti di tali sistemi significa che dovrebbe essere possibile per loro raggiungere un accordo per garantire che le esternalità associate alle loro operazioni siano debitamente prese in considerazione. Spetta agli Stati membri definire con precisione le circostanze in cui tale criterio sarebbe soddisfatto.
- Il criterio (2) consente di istituire un regime regolamentare modificato laddove un'impresa abbia consentito agli utenti di connettersi a un sistema sviluppato per uso proprio dell'impresa.

Un punto importante da notare è che i sistemi di distribuzione chiusi sono sistemi di distribuzione e non costituiscono una nuova e separata categoria di sistemi. Pertanto, gli obblighi generali che si applicano ai DSO coprono anche i DSO chiusi. In particolare, l'obbligo di concedere l'accesso di terzi al sistema si applica anche ai DSO chiusi.

¹⁶ A causa del fatto che operano su siti geografici confinati che servono solo clienti non domestici, i DSO chiusi non avranno più di 100.000 clienti. Sarà pertanto consentito agli Stati membri di applicare le disposizioni dell'articolo 26, paragrafo 4, delle direttive sull'energia elettrica e sul gas, che consentono agli Stati membri di non esigere che tali DSO siano disaggregati.

Se uno Stato membro ha previsto la classificazione di un sistema di distribuzione chiuso, può anche consentire all'autorità nazionale di regolamentazione di esentare il DSO chiuso dalle disposizioni specifiche della direttiva. La più importante di queste, che si applica sia all'elettricità sia al gas, è la disposizione dell'articolo 28, paragrafo 2, che consente l'esenzione dall'obbligo di approvare le tariffe o le metodologie alla base del loro calcolo prima della loro entrata in vigore. Si tratta di un'esenzione estremamente importante in quanto consente agli utenti, ai proprietari o agli operatori di sistemi di distribuzione chiusi di riflettere la natura particolare delle loro relazioni e di tenere conto dell'impatto delle interdipendenze nelle loro operazioni. Se da una parte la definizione delle tariffe interne ad un SDC non è sottoposta ad una approvazione preventiva da parte dell'autorità di regolamentazione, a garanzia degli utenti, l'articolo 28, paragrafo 3, della Direttiva stabilisce che, su richiesta di un utente del sistema di distribuzione chiuso, l'autorità di regolamentazione *debba* riesaminare le tariffe in conformità con i suoi poteri e obblighi. Ciò fornisce importanti garanzie sia per l'utente del sistema di distribuzione chiuso che per l'operatore di sistema. Al fine di gestire una eventuale molteplicità di realtà, la Direttiva offre alle autorità di regolamentazione la possibilità di stabilire anche regole di carattere generale che guidino la definizione e la revisione delle tariffe interne ad un SDC.

Sistemi in autoconsumo

Uno dei primi riferimenti della Commissione Europea in cui viene analizzato il tema dell'autoconsumo in maniera organizzata è il *Commission Staff Working Document* del 15 luglio 2015 sulle *Best practices on Renewable Energy Self-consumption*¹⁷. Se da una parte la Commissione ha inteso introdurre una regolamentazione specifica per particolari reti di distribuzione, cioè per i sistemi di distribuzione chiusi, per le iniziative di autoproduzione/autoconsumo la Commissione assume di fatto che tali sistemi possano esistere e nel predetto documento ne analizza gli aspetti principali e prospettici. Per una definizione più precisa di autoconsumo da parte di fonti ufficiali europee serve rifarsi ad ulteriori documenti quali, ad esempio, gli atti di parere della DG Concorrenza su alcuni schemi di esenzione di applicazione di tariffe ed oneri per sistemi di autoconsumo¹⁸. In particolare, le varie definizioni richiamate dei predetti documenti della commissione articolano i seguenti concetti:

- la produzione propria intesa come produzione di energia elettrica decentralizzata e localizzata presso l'utente;
- autoproduzione/autoconsumo intesi come misurazione della quota di energia che prodotta localmente presso un utente serve direttamente il fabbisogno dell'utente medesimo;
- autoapprovvigionamento inteso come attività di "auto-fornitura" del proprio fabbisogno energetico che si accompagna ad una eventuale fornitura integrativa dalla rete pubblica.

¹⁷ Brussels, 15.7.2015 SWD(2015) 141 final - COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT: Best practices on Renewable Energy Self-consumption - Accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions Delivering a New Deal for Energy Consumers {COM(2015) 339 final}

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_autre_document_travail_service_part1_v6.pdf

¹⁸ Vedi per esempio

Brussels, 19.12.2017 C(2017) 8482 final - State Aid SA.46526 (2017/N) – Reductions on EEG-surcharges for self-consumption http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/270196/270196_1977568_124_2.pdf

Brussels, 1.8.2018 C(2018) 5019 final - State Aid SA.49522 (2017/N) – Germany - Reductions on EEG-surcharges for self-supply of electricity in high energy efficient cogeneration installations that entered into operation after July 2014 http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/271872/271872_2007236_108_4.pdf

Produzione, autoproduzione e autoconsumo sono concetti di natura fisica, l'autoapprovvigionamento deve essere inquadrato dal punto di vista del rapporto commerciale tra utente e altri attori del sistema elettrico.

Ne deriva la definizione di autoapprovvigionamento (self-supply).

Autoapprovvigionamento è definito come riferito alla situazione in cui una persona fisica o giuridica consuma l'elettricità che essa stessa ha prodotto. Questa persona deve essere in relazione geografica diretta con l'impianto di produzione di elettricità e deve gestire l'installazione stessa. L'elettricità non deve transitare attraverso una rete. Una rete è definita come la totalità di tutte le installazioni tecniche collegate tra loro e che servono per l'uso, la trasmissione e la distribuzione di energia elettrica al pubblico.

Vi è poi il tema di come gestire l'eventuale surplus di energia in termini di vendita sul mercato o altri termini di valorizzazione per l'utente quali, ad esempio, scambio sul posto/net metering.

Se da una parte le iniziative di autoapprovvigionamento sono, a certe condizioni, potenzialmente critiche per la stabilità tariffaria di un sistema (il tema sarà trattato anche più avanti), la Commissione riconosce ad esse una serie di potenziali benefici nell'ottica dello sviluppo di nuovi modelli di mercato.

Lo sviluppo dell'autoapprovvigionamento è uno strumento importante di transizione verso nuovi modelli di mercato e consente lo sviluppo di variabili che sono alla base di tali nuovi modelli. Le eventuali criticità di carattere tariffario devono essere gestite nell'ottica di favorire un simile sviluppo.

Tra le variabili il cui sviluppo è favorito dalle iniziative di autoapprovvigionamento, emergono le seguenti.

- **Uso consapevole dell'energia:** la necessità di massimizzare la quota di consumo in sito della produzione effettuata spinge gli utenti ad attuare forme di flessibilizzazione e/o uso mirato dell'energia. I due strumenti presi in considerazione in questo caso sono il *demand side management* e l'uso dello *storage*. Studi presi a riferimento della Commissione Europea arrivano a quantificare i benefici della flessibilizzazione. Ad esempio, viene richiamato come la tecnica del *demand-side-management* per i clienti domestici possa comportare l'uso di elettrodomestici intelligenti (ad esempio lavatrice, asciugabiancheria, lavastoviglie, frigorifero, ecc) stimando che il volume di apparecchi intelligenti controllabili nell'UE entro il 2025 sarà di almeno 60 GW - il passaggio di questo carico dai periodi di punta ad altri periodi può ridurre il fabbisogno di generazione di picco nell'UE di circa il 10%. In tal senso è stato stimato che un uso efficace della risposta dal lato della domanda può produrre risparmi annui dell'ordine di 60-80 miliardi di euro entro il 2030¹⁹. Tali numeri sono ovviamente frutto di ricerche e proiezioni su cui vi è sempre l'incertezza del futuro; ma aspetto più interessante è quello che l'esercizio di rendere flessibile il proprio carico rappresenta la prima parte di uno sviluppo più ampio del ruolo attivo della domanda che in questo modo si preparerebbe ad una vera e propria *demand side response* a segnali di prezzo. Tale sviluppo interessa tanto il consumatore quanto i fornitori di tecnologia senza trascurare il ruolo degli operatori di mercato/aggregatori.
- **Sviluppo dei sistemi di *storage*:** la Commissione stima che con adeguate tecniche di *demand-side-management* combinate con lo *storage*, il tasso di autoconsumo della produzione fotovoltaica può arrivare ad intervalli compresi tra il 65% e il 75%.

¹⁹ Paragraph 3

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_autre_document_travail_service_part1_v6.pdf

Oltre alle predette variabili, se ne citano almeno altre due che potrebbero contribuire in maniera significativa a due ambiti di rilevante importanza:

- **Sviluppo di mercati locali:** l'autoapprovvigionamento contribuisce all'incremento della consapevolezza energetica da parte dell'utente e favorisce forme di scambio locale di energia;
- **Lotta alla povertà energetica:** la diffusione dell'autoconsumo potrebbe trovare una propria collocazione anche nell'ambito della povertà energetica. La combinazione di un modello a produttore-unico (che realizza investendo in proprio più impianti presso utenti disagiati utilizzando le fonti di energia distribuita disponibile presso tali utenti) e sistemi d'uso a multiutenza (vale a dire creando la possibilità che dette utenze possano essere collegate tra loro direttamente a costituire un unico sistema di utenza) potrebbe portare indubbi benefici a insediamenti di edilizia popolare, oltre al fatto che tali interventi potrebbero essere inquadrati in un contesto più ampio di interventi per l'ammodernamento ed efficientamento energetico del patrimonio edilizio.

La Commissione Europea non è stato l'unico ente ad effettuare una ricognizione su tali sistemi; l'autorità di regolazione italiana quasi dieci anni prima della ricognizione europea si esprimeva già, pur sempre a livello di ricognitivo, sul modello di autoapprovvigionamento (atto n. 54/07 della allora Autorità per l'energia elettrica e il gas).

Chiarimenti in merito alle modalità e alle condizioni per l'affidamento a terzi dei servizi energetici in sito da parte di un cliente finale libero

13 dicembre 2007

In tempi recenti, sulla spinta dei programmi di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, da cogenerazione ad alto rendimento, nonché delle iniziative di risparmio energetico, si assiste al diffondersi dell'installazione di impianti per la produzione di energia elettrica di piccola taglia (anche in assetto cogenerativo) operanti in contesti di auto-approvvigionamento energetico di un cliente finale. Spesso il cliente finale, invece di gestire in prima persona l'impianto di generazione, ne affida la gestione ad un soggetto terzo nell'ambito di un servizio più ampio prestato al cliente finale stesso. Nel predetto servizio sono ricomprese, generalmente, le attività di progettazione, realizzazione e gestione di impianti di generazione di energia elettrica installati all'interno della proprietà del cliente e asserviti al suo sito di consumo, nonché l'attività di compravendita dell'energia elettrica di eccedenza e/o di integrazione.

Per quanto concerne le numerose richieste di chiarimento in merito all'inquadramento normativo dei citati casi, si chiarisce, innanzi tutto che, qualora l'impianto per la produzione di energia elettrica sia realizzato all'interno della proprietà di un unico cliente finale anche da un soggetto diverso dal cliente finale e sia collegato all'impianto del medesimo cliente, il trasferimento dell'energia elettrica prodotta alle apparecchiature di consumo del cliente non si configura come attività di distribuzione, intesa come servizio di pubblica utilità. Pertanto, ai fini della determinazione dell'energia elettrica immessa e prelevata dalle reti con obbligo di connessione di terzi, per le finalità di cui alla vigente normativa, bisognerà fare riferimento alla sola energia elettrica misurata sul punto di connessione con le predette reti.

Per quanto concerne, invece, l'inquadramento all'interno della vigente normativa dello svolgimento del servizio citato nella configurazione impiantistica predetta e con riferimento al ruolo del prestatore del servizio e ai suoi rapporti con il sistema, vista la normativa vigente, si precisa che, nel solo caso in cui il cliente finale sia un cliente del mercato libero, ai fini della stipula o del trasferimento della titolarità dei contratti per l'accesso al sistema elettrico, si applicano le disposizioni di cui all'articolo 4, comma 4.4, della deliberazione n. 111/06, in base alle quali l'interposizione di un soggetto terzo ai fini della conclusione dei contratti per il servizio di trasmissione e di distribuzione e per il servizio di dispacciamento ha la forma di un mandato senza rappresentanza e il soggetto che stipula i due contratti deve essere il medesimo. In presenza di tale mandato, l'accesso alla rete non può essere subordinato alla cessazione dell'attività in capo al cliente finale.

Infine, si segnala che l'Autorità sta ancora effettuando approfondimenti tecnici circa l'applicabilità di quanto sopra indicato relativamente alla stipula o del trasferimento della titolarità dei contratti per l'accesso al sistema elettrico nel caso di clienti finali in regime di maggior tutela.

13 dicembre 2007
Il Presidente: Alessandro Ortis

5. Natura delle reti elettriche nello sviluppo dei sistemi di utenza

Circa l'inquadramento dell'effettivo ruolo dei sistemi privati nell'ambito del sistema elettrico, possono essere tratti interessanti spunti dalla classificazione delle reti effettuata dall'Autorità²⁰. La classificazione elaborata dall'autorità di regolazione italiana, va oltre alla realtà nazionale e, nei suoi tratti essenziali, ha una valenza di carattere generale che si raccorda con quanto riscontrabile nell'evoluzione normativa di carattere europeo.

²⁰ <https://www.arera.it/allegati/docs/15/539-15TipologiaReti.pdf>

In particolare, l'autorità di regolamentazione italiana parte dal presupposto che con il termine rete elettrica debba intendersi *un sistema elettrico a configurazione complessa che, per effetto dei rapporti intercorrenti fra i diversi utenti del sistema, non può essere ricondotto ad uno schema semplificato in cui ci 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*. Una rete elettrica è un oggetto in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica e dove il trasporto di energia elettrica per la consegna ai clienti finali si configura come attività di trasmissione e/o distribuzione. Per come definita, la rete elettrica si differenzia dai semplici sistemi di utenza (definiti dall'Autorità come *Sistemi Semplici di Produzione e Consumo*) che, invece, sono riconducibili a configurazioni caratterizzate da un solo produttore e un solo cliente finale²¹.

In sintesi, l'autorità italiana conclude che l'insieme delle reti elettriche è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi:

- le reti pubbliche;
- i sistemi di distribuzione chiusi (SDC).

La rete pubblica è una qualsiasi rete elettrica gestita da un soggetto titolare di una concessione di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica. Tale gestore, essendo esercente di un pubblico servizio, ha l'obbligo di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche previste²².

Il sistema di distribuzione chiuso (SDC) di cui alla direttiva 2009/28/CE è una rete elettrica privata, che distribuisce energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che non rifornisce clienti civili: fanno eccezione i nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile, ivi inclusi i nuclei familiari per i quali esistono rapporti di lavoro con aziende connesse a un SDC e inizialmente facenti parte dello stesso gruppo societario di appartenenza del proprietario del SDC. Il SDC, nella titolarità e gestione di soggetti diversi dai soggetti concessionari delle attività di trasmissione e di distribuzione, è caratterizzato dal fatto che, per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati oppure dal fatto che distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate.

Oltre alla predetta classificazione, l'autorità italiana va oltre definendo in maniera puntuale alcuni concetti di particolare importanza per lo sviluppo dell'inquadramento del rapporto tra sistemi di utenza e reti elettriche; rientrano tra tali concetti le nozioni di obbligo di connessione di terzi, obbligo di garantire il libero accesso al sistema elettrico, obbligo di messa a disposizione.

La **rete con obbligo di connessione di terzi** è una rete elettrica gestita da un gestore che ha l'obbligo di connettere tutti i soggetti che ne fanno richiesta. Tutte le reti pubbliche sono reti con obbligo di connessione di terzi. I SDC sono reti con obbligo di connessione di terzi limitatamente alle utenze connettabili, cioè a quelle utenze che non comportano il venir meno del rispetto della definizione di SDC.

²¹ Quanto asserito dall'Autorità apre un tema molto importante che è la definizione a cui debba corrispondere un soggetto per poter essere riconosciuto cliente finale.

²² L'insieme delle reti pubbliche, secondo l'Autorità, è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi:

- a) le reti elettriche utilizzate da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione. Esse sono l'insieme costituito dalla rete di trasmissione nazionale (RTN) e dai tratti delle reti e delle linee di soggetti non concessionari dell'attività di trasmissione o di distribuzione utilizzati da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione che non rientrano nella RTN;
- b) le reti di distribuzione. Esse sono l'insieme delle reti elettriche gestite dalle imprese distributrici concessionarie al fine dello svolgimento e dell'erogazione del pubblico servizio di distribuzione come disciplinato dall'articolo 9 del decreto ministeriale 79/99. Le reti di distribuzione sono composte dalle reti di proprietà delle imprese distributrici concessionarie e dai tratti delle reti e delle linee di proprietà di soggetti non concessionari dell'attività di distribuzione che vengono utilizzate per l'erogazione del pubblico servizio.

La **rete con obbligo di libero accesso** al sistema elettrico è una rete elettrica gestita da un gestore che ha l'obbligo di permettere agli utenti connessi alla propria rete di esercitare il diritto di libero accesso al sistema elettrico (vale a dire il diritto di acquistare o vendere liberamente energetica sul mercato).

Il libero accesso alla rete è il principio cardine dello sviluppo del mercato interno dell'energia

Tutti i SDC sono reti con obbligo di libero accesso al sistema elettrico. Tale obbligo si esplica garantendo ad ogni utente di un SDC, in alternativa:

- l'accesso al solo libero mercato elettrico e la possibilità di poter usufruire di un'impresa di vendita diversa da quella storicamente operante nel SDC, pur rimanendo un utente del SDC (cioè un utente al quale il servizio di trasporto di energia elettrica è erogato da parte del gestore del SDC alle condizioni tariffarie stabilite in maniera autonoma all'interno del SDC);
- l'accesso al sistema elettrico in tutte le sue parti divenendo a tutti gli effetti un utente della rete pubblica (garanzia di usufruire del trattamento tariffario vigente sulle reti pubbliche, delle regole tecniche di connessione su di esse previste, nonché di tutti gli altri servizi su di esse previsti obbligatoriamente, ivi incluso l'accesso al libero mercato).

La **rete con obbligo di messa a disposizione** è una rete elettrica gestita da un soggetto che non è titolare di una concessione di distribuzione o di trasmissione in relazione al territorio in cui la predetta rete sorge e che deve essere obbligatoriamente messa a disposizione del gestore di rete concessionario in quel territorio, affinché quest'ultimo possa ottemperare agli obblighi connessi con l'erogazione del servizio pubblico di distribuzione o trasmissione²³.

Per contro, i sistemi di utenza che non svolgono un servizio di rete, sono classificabili come sistemi semplici caratterizzati cioè dalla presenza di un solo produttore e da un solo utente (nel sistema italiano tale configurazione viene denominata "**sistema semplice di produzione e consumo - SSPC**").

6. Sistemi di utenza e sistema tariffario

Uno dei principali aspetti dei sistemi di utenza è la modalità di applicazione delle tariffe di rete e delle tariffe a copertura di altri oneri. Essenzialmente la questione è quella di stabilire come il regime tariffario generale si applichi a tali sistemi.

Il sistema tariffario, in genere, copre due tipi di costo:

- Costi di sistema: sono i costi sostenuti per il servizio di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione per la consegna agli utenti finali e i costi sostenuti per il

²³ In Italia sono reti con obbligo di messa a disposizione:

Sono reti con obbligo di messa a disposizione:

- le reti a tensione superiore a 120 kV non rientranti nella rete di trasmissione nazionale, di cui all'articolo 3, comma 3, del decreto ministeriale 25 giugno 1999 e a tutt'oggi già utilizzate dalle imprese distributrici concessionarie per l'erogazione del servizio di distribuzione;
- le reti di proprietà delle imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 79/99 e alle quali successivamente non è stata assegnata la relativa concessione di distribuzione che sono già gestite dalle imprese distributrici al fine di erogare il servizio di distribuzione;
- le linee private già utilizzate da Terna o dalle imprese distributrici concessionarie per l'erogazione del pubblico servizio di trasmissione e distribuzione e non ricomprese nella RTN;
- le reti della società RFI - Gruppo FSI (ex FF.SS.);
- le reti di proprietà di soggetti non concessionari e non rientranti nella categoria degli SDC (reti private non SDC);
- i SDC che insistono su territori isolati non serviti da altre reti (tra cui SDC in territori montuosi).

mantenimento delle condizioni di sicurezza di funzionamento dell'intero sistema elettrico (costi di dispacciamento);

- Altri costi generali: sono costi sostenuti nell'interesse generale del sistema elettrico e che il legislatore o l'autorità di regolazione hanno stabilito debbano gravare sugli utenti del sistema elettrico.

Quindi, mentre i primi costi hanno una relazione diretta con l'utilizzo che un utente fa della rete e, più in generale, del sistema elettrico, i secondi sono in genere indipendenti da questo e il fatto che siano spesso accoppiati alle tariffe di rete riflettendone, tipicamente, anche la struttura rappresenta una modalità di raccolta che sottende una scelta su come ripartire i costi tra le varie tipologie di utenti presenti nel sistema (cioè con la stessa modalità con cui sono raccolti gli oneri a copertura dei costi del servizio di trasporto)²⁴.

L'analisi delle strutture tariffarie sarà effettuata più avanti. Preme ora comprendere, sulla base della normativa vigente se e come i sistemi di utenza debbano essere interessati all'applicazione del sistema tariffario.

Per gli SDC è la definizione stessa di SDC della Direttiva che consente a tali sistemi di avere un sistema tariffario interno autonomo senza necessità di essere approvato dall'autorità di regolazione. Per i sistemi di utenza in autoconsumo (sistemi semplici) serve analizzare il regime specifico di imposizione degli oneri di rete e degli oneri generali: da questo punto di vista si registrano due approcci di carattere generale, entrambi validi e tipicamente scelti a livello di Stato membro (le Direttive europee su questo argomento non hanno mai fornito indicazioni precise), e cioè²⁵:

- un regime generale in cui le tariffe sono applicate al *consumo* di un utente indipendentemente da come esso si approvvigioni (e cioè indipendentemente dal fatto che parte del suo consumo possa essere alimentato in modalità di autoapprovvigionamento);
- un regime generale in cui le tariffe sono applicate al *prelievo* di un utente dalla rete indipendentemente da come esso si approvvigioni (vale la medesima configurazione di cui sopra).

Il primo dei due regimi è poi spesso accompagnato da un regime di esenzione di applicazione delle tariffe alla parte di consumo coperta con la modalità di autoapprovvigionamento con il risultato che i due regimi divengono così equivalenti dal punto di vista economico sebbene differenti dal punto di vista formale. In relazione a detta equivalenza è utile richiamare la posizione della Commissione Europea per cui "*Measures which, in various forms, mitigate the charges which are normally included in the budget of an undertaking and which, without therefore being subsidies in the strict meaning of the word, are similar in character and have the same effect are considered to constitute aid*"²⁶. Tuttavia, il regime generale in cui le tariffe sono applicate al *prelievo* di un utente dalla rete indipendentemente da come esso si approvvigioni, non includendo esenzioni specifiche rispetto al regime generale, può essere considerato non discriminatorio, dal momento in cui a nessun utente del sistema è, in principio, negata la possibilità di costituire sistemi di autoproduzione. E', infatti, il regime che prevede esenzioni che è considerato dalla Commissione Europea come passibile di analisi alla luce delle Linee guida sugli aiuti di Stato²⁷.

²⁴ Molto spesso questo deriva anche dal fatto che la raccolta degli oneri di rete e degli oneri generali si servono operativamente delle medesime modalità tecniche.

²⁵ In questo passaggio, quando si parla di "tariffe" devono intendersi, in particolare, le componenti tariffarie a copertura degli oneri di sistema.

²⁶ Punto (85) http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/270196/270196_1977568_124_2.pdf

²⁷ Vedi, ad esempio, punto (100)

http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/271872/271872_2007236_108_4.pdf

Il regime di esenzione è spesso correlato al verificarsi di alcune condizioni, quali ad esempio che la produzione interna al sistema sia effettuata mediante impianti di produzione da fonti rinnovabili o in regime cogenerativo ad alto rendimento ovvero, ad esempio, che la taglia degli impianti di produzione non superi una certa soglia, ovvero che la quantità di produzione autoconsumata che gode dell'esenzione non superi una certa quantità.

La necessità di imporre limitazioni alle esenzioni è spesso legata al timore di instabilità del meccanismo dal punto di vista dell'effetto che esso ha sulla distribuzione degli oneri su diverse categorie di utenti. Ad esempio, il legislatore tedesco ha considerato che tale regime di esenzione *“ha avuto conseguenze negative per il supporto delle rinnovabili in Germania in quanto tale e sullo sviluppo del sistema elettrico tedesco. Da un lato, l'aumento del numero di impianti di autoconsumo non soggetti alla sovrattassa EEG stava portando alla riduzione dell'elettricità acquistata dalla rete e quindi a una riduzione della base su cui era stata applicata la sovrattassa EEG e reso necessario aumentare ulteriormente il livello della sovrattassa EEG, che a sua volta aggraverà ulteriormente gli incentivi a investire nell'autoapprovvigionamento (circolo vizioso). Ciò stava quindi minacciando la sostenibilità del finanziamento del sostegno delle rinnovabili elettriche e riducendo anche l'accettabilità della politica di promozione delle rinnovabili in Germania. D'altro canto, ciò porta anche ad una riduzione della flessibilità del sistema elettrico togliendo dalla rete quei consumatori flessibili che stavano consumando elettricità fornita attraverso la rete ed erano in grado di reagire ai segnali del mercato adeguando la loro domanda. La domanda flessibile, tuttavia, è importante in un sistema con alta penetrazione di FER. Infine, l'obiettivo della protezione del clima dell'EEG ha beneficiato non solo i consumatori finali forniti da terzi ma tutti i consumatori di elettricità in Germania. Il legislatore tedesco ha deciso che tutti gli attori del settore dell'approvvigionamento di elettricità dovevano contribuire al finanziamento del sostegno rinnovabile e che anche i consumatori finali che producevano la propria energia elettrica facevano parte di questo sistema²⁸.*

Tomando al tema dei SDC, oltre al fatto che la fissazione del regime tariffario è in deroga al sistema tariffario generale delle reti pubbliche e definito in via autonoma rispetto ad esse da parte del gestore del SDC, è utile richiamare alcuni passaggi connessi con la giurisdizione italiana che ha interessato la Corte di Giustizia europea che rinforzano tale assunto. Nel quesito formulato dal Tribunale Amministrativo Regionale della Lombardia²⁹, è stata posta la questione se la Corte ritenga possibile o doveroso, da parte dello Stato membro, dettare una disciplina che tenga in considerazione la specificità dei sistemi di distribuzione chiusi, se osti alle previsioni della [direttiva 2009/72] – e in particolare ai “considerando” (29) e (30); all'art. 15, paragrafo 7; all'art. 37, paragrafo 6, lett. b); all'art. 26, paragrafo 4 – una normativa nazionale, quale quella rilevante nel presente giudizio, che sottoponga i sistemi di distribuzione chiusi a una disciplina in materia di dispacciamento e *unbundling* del tutto analoga a quella dettata per le reti pubbliche e che, in materia di oneri generali di sistema elettrico, preveda che la corresponsione di tali corrispettivi sia in parte commisurata anche all'energia consumata all'interno del sistema chiuso³⁰». In risposta a una richiesta di chiarimenti da parte della Corte ai sensi dell'articolo 101 del regolamento di

²⁸ Punto (54) - http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/270196/270196_1977568_124_2.pdf

²⁹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:62017CN0263&from=IT>

³⁰ Agli utenti dei sistemi sono applicati oneri per la fornitura dei servizi di dispacciamento. Ai sensi dell'articolo 22.1 dell'allegato A alla deliberazione n. 539/2015, le norme applicate agli utenti di sistemi di distribuzione chiusi, per quanto riguarda gli oneri di dispacciamento, sono quelle applicabili agli utenti della rete pubblica. La stessa disposizione specifica che, per quanto riguarda gli utenti dei sistemi di distribuzione chiusi, gli oneri di dispacciamento sono applicati «in relazione all'energia elettrica immessa e prelevata da ciascun utente attraverso il punto di connessione della propria utenza alla rete del [sistema di distribuzione chiuso]». Prima dell'entrata in vigore della deliberazione n. 539/2015 gli oneri di dispacciamento erano applicati unicamente in relazione all'energia elettrica immessa o prelevata dal sistema di distribuzione chiuso, nel suo insieme, attraverso il punto di connessione di tale sistema alla rete pubblica. Ciò significa che gli oneri di dispacciamento venivano applicati unicamente in relazione all'energia elettrica immessa o prelevata dalla rete pubblica. Non venivano applicati in relazione all'energia elettrica prodotta nell'ambito del sistema di distribuzione chiuso.

procedura, il Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia ha dichiarato, con ordinanza del 12 aprile 2018, che, in primo luogo, l'obbligo di separare le funzioni non si applica più ai gestori di sistemi di distribuzione chiusi di cui all'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/2011 (22) e, in secondo luogo, l'articolo 24, comma 2, del decreto legge n. 91/2014 è stato abrogato, cosicché gli oneri generali di sistema elettrico si applicano attualmente all'energia elettrica che il sistema di distribuzione chiuso, nel suo insieme, preleva dalla rete pubblica. Pertanto, il giudice del rinvio ha revocato la questione pregiudiziale per quanto riguarda gli obblighi di separazione e gli oneri generali di sistema elettrico. Esso ha tuttavia mantenuto tale questione per quanto riguarda gli oneri di dispacciamento. L'Avvocatura generale della Corte di Giustizia, nell'espressione del proprio parere, ha ritenuto che *“si dovrebbe rispondere alla questione pregiudiziale dichiarando che l'articolo 15, paragrafo 7, e l'articolo 37, paragrafo 6, lettera b), della direttiva 2009/72 ostano a una normativa nazionale in base alla quale gli oneri di dispacciamento versati dagli utenti di sistemi di distribuzione chiusi al gestore della rete principale sono applicati all'energia elettrica immessa da ciascun utente nel sistema di distribuzione chiuso, o all'energia elettrica prelevata da ciascun utente dal sistema di distribuzione chiuso. Tali oneri dovrebbero essere applicati unicamente all'energia elettrica immessa da ciascun utente del sistema di distribuzione chiuso nella rete principale, o all'energia elettrica prelevata da ciascun utente del sistema di distribuzione chiuso dalla rete principale”*.

La Corte di Giustizia, rilasciando il proprio parere pregiudiziale il 28 novembre 2018³¹, ha tuttavia ritenuto di dare la seguente indicazione rimandando il giudizio definitivo al giudice nazionale.

“L'articolo 15, paragrafo 7, e l'articolo 37, paragrafo 6, lettera b), della direttiva 2009/72 devono essere interpretati nel senso che, in assenza di una giustificazione obiettiva, essi ostano a una normativa nazionale, come quella di cui trattasi nei procedimenti principali, che prevede che gli oneri di dispacciamento dovuti dagli utenti di un sistema di distribuzione chiuso siano calcolati sull'energia elettrica scambiata con tale sistema da ciascuno degli utenti dello stesso attraverso il punto di connessione della loro utenza a detto sistema, qualora sia accertato, circostanza che spetta al giudice del rinvio verificare, che gli utenti di un sistema di distribuzione chiuso non si trovano nella stessa situazione degli altri utenti della rete pubblica e che il prestatore del servizio di dispacciamento della rete pubblica sopporta costi limitati nei confronti di tali utenti di un sistema di distribuzione chiuso.”

Apparirebbe quindi che:

- per quanto concerne i SDC, nel rispetto delle condizioni stabilite dalla definizione di SDC, le tariffe interne possono essere definite in via indipendente ed autonoma dal gestore del sistema e gli effetti delle tariffe della rete pubblica devono essere applicati unicamente all'energia elettrica eventualmente prelevata dalla rete pubblica da parte del sistema di distribuzione chiuso;
- è possibile adottare un regime generale di imposizione degli oneri che riguardi unicamente l'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica indipendentemente dalle modalità di approvvigionamento da parte dell'utente finale vista la libertà per tutti gli utenti di poter costituire in ogni momento un sistema di autoapprovvigionamento.

³¹<http://curia.europa.eu/juris/document/document.jsf?jsessionid=DF98B2B2723A6D6403484F3F2F781CA9?text=&docid=208243&pageIndex=0&doclang=IT&mode=lst&dir=&occ=first&part=1&cid=5812642>

7. Dai sistemi di utenza verso nuovi modelli di mercato

7.1 Il ruolo dei sistemi di distribuzione chiusi nell'ambito dell'evoluzione delle reti elettriche

Relativamente al ruolo dei sistemi di distribuzione chiusi in relazione allo sviluppo prospettico delle reti elettriche verso nuovi modelli di mercato è di sicuro interesse il pronunciamento dell'Autorità antitrust italiana del 8 agosto 2016 proprio in materia di sistemi di distribuzione chiusi ³².

Detta Autorità innanzitutto chiarisce che le reti elettriche private sono infrastrutture che permettono di collegare impianti di produzione e specifici clienti finali in un'area geografica circoscritta, diverse dalle reti pubbliche di trasmissione e distribuzione che distribuiscono energia elettrica alla generalità della clientela. Favorire l'introduzione di reti private nei sistemi elettrici pubblici significa anche incentivare la diffusione dei sistemi di produzione basati sull'utilizzo di fonti rinnovabili, oltre a ridurre i fenomeni di saturazione, reale e virtuale, delle reti, i costi collegati alle perdite di rete e la distorsione dei segnali di investimento in impianti di produzione nelle diverse aree del Paese. Infine, significa anche spingere verso l'innovazione il sistema elettrico nazionale.

L'Autorità ricorda di aver già affermato in passato che il sostegno alla diffusione delle reti elettriche private può determinare adeguati incentivi concorrenziali nella gestione delle reti pubbliche: sebbene le prime non possano diventare sostitute delle seconde, esse introducono potenziali stimoli concorrenziali ai fini di una più efficiente gestione e organizzazione delle stesse reti pubbliche e più in generale, del funzionamento del sistema elettrico.

Questo avverrebbe innanzitutto per il rischio che lo sviluppo delle reti private conduca ad una parziale riduzione della domanda (agendo quindi da spinta per incentivare una gestione più efficiente nel pubblico); in secondo luogo, gli stessi processi concorrenziali possono svilupparsi anche riguardo agli impianti di generazione che immettono l'energia nella rete pubblica, perché l'eventuale riduzione della domanda si rifletterebbe anche nei loro confronti e li incentiverebbe quindi all'impiego di tecnologie più efficienti.

Stanti queste considerazioni, l'Autorità osserva che eventuali ostacoli all'esistenza di reti private definiscono una discriminazione a favore del modello dominante di organizzazione del sistema elettrico, basato sulla centralizzazione della generazione di energia elettrica in impianti di grandi dimensioni e sulla trasmissione e distribuzione attraverso reti pubbliche dell'elettricità alle unità di consumo. Tale organizzazione riflette per lo più le scelte tecnologiche compiute nel passato e non favorisce l'evoluzione delle reti verso nuovi modelli di organizzazione del sistema elettrico, che possano utilmente contribuire al raggiungimento degli obiettivi generali di convenienza dell'energia per gli utenti, innovazione, sicurezza e sostenibilità finanziaria del sistema elettrico nazionale, oltre che di tutela della concorrenza.

L'Autorità passa quindi ad analizzare il quadro normativo europeo, costituito dalle direttive sopra richiamate, riportando in particolare la definizione, data all'art. 28 della Direttiva 2009/72/CE, di Sistema di Distribuzione Chiuso "un sistema che distribuisce energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e [...] non rifornisce clienti civili", che rispetti uno dei seguenti criteri: "a) per ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema sono integrati; b) il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle imprese correlate".

A fronte di questo, l'Autorità definisce il quadro normativo e regolamentare nazionale come più complesso e contraddittorio, nonché bisognoso di una complessiva rivisitazione.

In particolare, nell'ordinamento nazionale vigente, i SDC di cui alla normativa comunitaria sono stati identificati come ricomprendenti senz'altro le Reti Interne d'Utenza ("RIU") quale sottoinsieme finito, nonché le "altre reti elettriche private" (menzionate all'articolo 30, comma 27 della l. 99/096), che invece non sono oggetto di alcuna esatta definizione e disciplina da parte del legislatore nazionale. Tale mancanza è, a detta dell'Autorità, un'evidente lacuna nel quadro normativo nazionale, in grado di

³² <http://www.osservatorioantitrust.eu/it/wp-content/uploads/2016/09/AS1288.pdf>

generare condizioni di incertezza tali da disincentivare la diffusione e sviluppo di SDC, soprattutto di nuova costituzione.

L'Autorità sottolinea quindi l'esigenza di una maggiore specificazione del quadro normativo applicabile, nel senso di recepire la nozione di SDC prevista dalla direttiva comunitaria senza limitare alle sole RIU il più ampio insieme dei SDC da quest'ultima introdotta, ma al contrario, ricomprendendo esplicitamente in detto insieme anche le altre reti elettriche private, al fine di consentire, e non già limitare, lo sviluppo di nuove reti elettriche private in Italia.

7.2 Il concetto di comunità energetiche

Nell'ambito di sviluppo di nuovi modelli di mercato, assumono un ruolo importante le cosiddette comunità energetiche (Comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile). In sintesi, le comunità di energia rinnovabile coinvolgono gruppi di cittadini, imprenditori sociali, autorità pubbliche e organizzazioni comunitarie che partecipano direttamente alla transizione energetica investendo, producendo, vendendo e distribuendo energia rinnovabile congiuntamente. Oltre alla riduzione delle emissioni di gas serra, vi sono molti vantaggi per le comunità coinvolte, tra cui lo sviluppo economico, la creazione di nuovi posti di lavoro, l'energia più economica, l'autosufficienza, la coesione comunitaria e la sicurezza energetica. Le autorità regionali possono sostenere l'emergere di comunità energetiche fornendo finanziamenti, competenze e consulenze e assicurando che le questioni normative possano essere facilmente comprese e gestite³³.

Dal punto di vista normativo, la nuova Direttiva sulle fonti rinnovabili attualmente in corso di elaborazione, prevederebbe che:

- Gli Stati membri assicurano che i clienti finali, in particolare i clienti domestici, abbiano il diritto di partecipare a una comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile, mantenendo al contempo i loro diritti o doveri in qualità di clienti finali e senza essere soggetti a condizioni o procedure ingiustificate o discriminatorie che ne impedirebbero la partecipazione a una comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile, a condizione che, per quanto riguarda le imprese private, la loro partecipazione non costituisca l'attività commerciale o professionale principale.
- Gli Stati membri assicurano che le comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile abbiano il diritto di:
 - produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile, anche tramite accordi per l'acquisto di energia elettrica rinnovabile;
 - condividendo l'energia rinnovabile prodotta dalle unità di produzione detenute dalla comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile, all'interno della stessa comunità, fatto salvo il mantenimento dei diritti e degli obblighi dei membri della comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile come clienti finali;
 - accedere a tutti i mercati dell'energia elettrica appropriati, direttamente o mediante aggregazione, in modo non discriminatorio;
- Gli Stati membri procedono a una valutazione degli ostacoli esistenti e del potenziale di sviluppo delle comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile nei rispettivi territori.
- Gli Stati membri forniscono un quadro di sostegno atto a promuovere e agevolare lo sviluppo delle comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile. Tale quadro garantisce, tra l'altro, che:
 - siano eliminati gli ostacoli normativi e amministrativi ingiustificati per le comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile;
 - le comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile che forniscono energia o servizi di aggregazione, o altri servizi energetici commerciali siano soggette alle disposizioni applicabili a tali attività;

³³ https://www.interregeurope.eu/fileadmin/user_upload/plp_uploads/policy_briefs/2018-08-30_Policy_brief_Renewable_Energy_Communities_PB_TO4_final.pdf

- il gestore del sistema di distribuzione competente cooperi con le comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile per facilitare i trasferimenti di energia all'interno delle comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile;
 - le comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile siano soggette a procedure eque, proporzionate e trasparenti, in particolare quelle di registrazione e di concessione di licenze, e a oneri di rete che tengano conto dei costi, nonché ai pertinenti prelievi e imposte, garantendo che contribuiscano in modo adeguato, equo ed equilibrato alla ripartizione generale dei costi del sistema conformemente ad una trasparente analisi costi-benefici delle risorse energetiche distribuite realizzata dalle autorità nazionali competenti;
 - le comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile non siano oggetto di un trattamento discriminatorio per quanto concerne le loro attività, i loro diritti e obblighi in quanto consumatori finali, produttori, fornitori, gestori del sistema di distribuzione, o altri partecipanti al mercato;
 - la partecipazione alle comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile sia aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili;
 - siano disponibili strumenti per facilitare l'accesso ai finanziamenti e alle informazioni;
 - alle autorità pubbliche sia fornito un sostegno normativo e di sviluppo delle capacità per favorire la creazione di comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile e aiutare le autorità a parteciparvi direttamente;
 - siano disponibili norme per assicurare il trattamento equo e non discriminatorio dei consumatori che partecipano a una comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile.
- Gli Stati membri possono prevedere che le comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile siano aperte alla partecipazione transfrontaliera.
 - Fatti salvi gli articoli 107 e 108 del TFUE, gli Stati membri tengono conto delle specificità delle comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile quando elaborano regimi di sostegno, al fine di consentire loro di competere su un piano di parità con altri partecipanti al mercato per l'ottenimento di un sostegno.

PARTE II

RICOGNIZIONE NORMATIVA SUI SISTEMI DI UTENZA IN CAMPO NAZIONALE

8. Premessa alla ricognizione nazionale

La normativa in campo nazionale sui sistemi di utenza ha seguito un'evoluzione stratificata nel tempo e su di essa si è innestata, per giunta, una sentenza di un tribunale amministrativo che ha inciso fortemente sullo stato evolutivo dei sistemi di utenza. Nella presente parte del documento si affronta in maniera sintetica esplicitativa il susseguirsi e lo sviluppo della normativa in campo nazionale dei sistemi di utenza e delle reti private mettendo in risalto gli aspetti fondamentali, le differenze, le correlazioni tra diversi sistemi e gli aspetti di natura tariffaria. Se ne ricaveranno indicazioni utili per una futura azione di razionalizzazione del quadro normativo primario da porre alla base dello sviluppo futuro dei sistemi di utenza.

9. I modelli storici: il caso delle cooperative

Come prima cosa si richiamano i modelli storici alla base dell'evoluzione dei sistemi di utenza e cioè le cooperative, i consorzi (equiparabili, ai sensi della regolamentazione, alle cooperative), gli autoproduttori. Appare di particolare interesse l'analisi delle cooperative che, attualmente, sono intercettate dalla relazione vigente solo in relazione a quelle di carattere storico³⁴. Più in generale, la definizione di cooperativa è quella di una

Gli oggetti storici dei sistemi di autoproduzione non vengono ricordati solo come richiamo storico, ma perché in essi sono racchiusi elementi e concetti che, nonostante la loro longevità, sono in grado di fornire interessanti spunti per il futuro.

società costituita non a fini di lucro, ma per garantire ai soci una maggiore equità economica rispetto a quella del mercato. Ai fini della regolazione la cooperativa è un soggetto

giuridico organizzato in forma cooperativa, la cui finalità è quella di produrre energia elettrica prevalentemente destinata alla fornitura dei propri soci.

Più in particolare, la cooperativa storica è una cooperativa di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8 della legge 1643/62, già esistente alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 79/99 (quindi già esistente alla data di avvio di liberalizzazione del sistema elettrico nazionale). Nell'ambito delle cooperative si distinguono due fattispecie:

- cooperativa storica concessionaria - una cooperativa storica che ha ottenuto la concessione per la distribuzione dell'energia elettrica;
- cooperativa storica non concessionaria - una cooperativa storica che opera in un ambito territoriale per il quale la concessione per la distribuzione è in capo ad un'impresa terza.

Le cooperative storiche possono avere rete propria così come essere senza rete propria: in particolare la cooperativa senza rete è una cooperativa storica non concessionaria che non ha nella propria disponibilità una rete per la distribuzione dell'energia elettrica ai propri soci.

In relazione alla tipologia di connessione alla rete della cooperativa, i soci della cooperativa possono essere diretti o indiretti: il cliente socio diretto è un soggetto titolare di un'utenza direttamente connessa alla rete elettrica nella disponibilità della cooperativa. Per contro il cliente socio indiretto è un cliente socio titolare di un'utenza connessa alla rete elettrica di un soggetto diverso dalla cooperativa.

³⁴ https://www.arera.it/allegati/docs/12/046-12ticoop_ti.pdf

E' del tutto evidente che nel caso in cui la cooperativa non abbia una rete propria, i clienti soci sono tutti della tipologia indiretta, mentre si può verificare che, nel caso in cui la cooperativa abbia una propria rete vi siano anche clienti non soci cioè soggetti diversi dai clienti soci diretti, ma titolari di un a propria utenza direttamente connessa alla rete elettrica della cooperativa.

Nell'ambito di una cooperativa si definisce in via generale energia autoprodotta quella prodotta dagli impianti di produzione della cooperativa e destinata al consumo dei clienti soci della medesima cooperativa, di questa:

- l'energia autoprodotta "in sito" è l'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione diretti destinata al consumo dei clienti soci diretti della medesima cooperativa (questo ovviamente presuppone che la cooperativa abbia rete propria);
- l'energia autoprodotta "fuori sito" è l'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione diretti (sempre nell'ipotesi che la cooperativa abbia una rete propria³⁵) destinata al consumo dei clienti soci connessi ad una rete terza e l'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione connessi ad una rete terza e destinata al consumo dei clienti soci (questo il caso in cui la cooperativa non abbia una rete propria).

Il tema della regolazione delle cooperative sarà ripreso nell'ultimo capitolo del rapporto in quanto esso costituisce un caso di particolare interesse per lo sviluppo della normativa di ulteriori fattispecie di sistemi di utenza che potrebbero essere introdotti nel sistema nel futuro prossimo quali le comunità energetiche.

10. Gli autoproduttori

La genesi della figura dell'autoproduttore come oggi noto è da ricercarsi nell'attuazione del piano energetico nazionale 1988-1992. In attuazione di tale piano, l'articolo 20 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, ha consentito alle imprese "autoproduttrici" la produzione di energia elettrica non solo per uso proprio, ma anche per la cessione all'ENEL, e in caso di imprese costituite in forma societaria, per uso delle società controllate o della società controllante; l'allora Ministero dell'industria ha autorizzato l'autoproduzione di energia elettrica da parte dei soggetti di cui sopra, tenendo conto della compatibilità con le finalità di interesse generale proprie del servizio pubblico e della corrispondenza ad esigenze di natura economico-produttiva del collegamento tra le varie società. La norma si è occupata altresì della destinazione dell'energia prodotta, imponendo la cessione all'ENEL dell'energia eccedente la quota consumata dal produttore, rimandando al riguardo ad apposite convenzioni tra i medesimi.

Tali nuove disposizioni, peraltro, non incisero in maniera decisiva sulla posizione monopolistica dell'ENEL: circa la produzione di energia elettrica per la cessione all'ENEL, il soggetto che assumeva una tale iniziativa imprenditoriale non mirava a proporsi sul mercato in concorrenza con l'ENEL; al contrario, la sua attività restava confinata nell'orbita produttiva di quest'ultima³⁶.

Tecnicamente, la definizione di autoproduttore è la seguente³⁷: autoproduttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti

³⁵ Impianto di produzione diretto è un impianto di produzione di energia elettrica della cooperativa connesso direttamente alla rete elettrica della medesima e destinato alla fornitura dei clienti soci.

³⁶ "Il processo normativo nel settore dell'energia elettrica" Marco D'Orta -

http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:noq_vp-4mUMJ:bpr.camera.it/bpr/allegati/show/6136_1116_t+&cd=2&hl=it&ct=clnk&gl=it&client=firefox-b-ab

³⁷ Art. 2 comma 2, decreto legislativo n. 79/99 <http://www.camera.it/parlam/leggi/deleghe/99079dl.htm>

energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente al 1° aprile 1999 (data di entrata in vigore del decreto).

11. Inquadramento normativo dei sistemi di utenza nel contesto liberalizzato

11.1 Sistemi semplici

Ferme restando le definizioni storiche, i sistemi di utenza hanno assunto un ruolo centrale nel contesto liberalizzato. Il primo riconoscimento ufficiale del ruolo dei sistemi di utenza in conformazione semplice come strumenti per l'autoapprovvigionamento è stato effettuato dall'autorità di regolazione nazionale con la pubblicazione del già citato atto n. 54/07. Tuttavia, si ricorda che tale atto non aveva valenza di norma, ma rappresentava unicamente un atto di tipo ricognitivo. Il primo atto normativo che definisce il sistema di utenza nel contesto liberalizzato è il decreto legislativo 115/2008 con l'introduzione dei sistemi efficienti di utenza (SEU). La definizione attualmente vigente di sistema efficiente di utenza è la seguente³⁸.

Sistema efficiente di utenza (SEU): sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione.

La connotazione di efficiente deriva dal fatto che la definizione fu elaborata nell'ambito di un atto legislativo che recepiva una direttiva sull'efficienza energetica, per tale ragione, la definizione reca, tra le altre cose, la caratterizzazione della produzione che deve essere particolarmente efficiente (da punto di vista energetico: cogenerazione ad alto rendimento) o dal punto di vista ambientale (produzione da fonte rinnovabile).

Il decreto Ministeriale 10 dicembre 2010 ha meglio chiarito la connotazione di sistemi semplici definendo un insieme "superiore" di sistemi semplici di utenza in cui era racchiudibile anche il SEU.

Sistema di Auto-Approvvigionamento Energetico³⁹ inteso come "configurazione impiantistica in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, anche nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato, agli impianti per il consumo di un unico soggetto giuridico, o di più soggetti appartenenti al medesimo gruppo societario, e sono realizzati all'interno dell'area di proprietà o nella disponibilità del medesimo cliente o gruppo societario" (articolo 2, comma 1, lettera f), del decreto ministeriale 10 dicembre 2010), prevedendo che tale configurazione, di cui i Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU) sono un sottoinsieme, sia esclusa dalle reti elettriche e pertanto non sia soggetta né all'obbligo di connessione di terzi, né all'obbligo di libero accesso al sistema.

In tal senso il SEU diveniva una porzione caratterizzata (riguardo soprattutto alla tipologia di produzione) dell'insieme più ampio dei sistemi di autoapprovvigionamento energetico.

³⁸ Per semplicità ed efficacia di trattazione, non si riporta l'evoluzione storica puntuale della definizione se non per i soli aspetti ritenuti di interesse, per il resto si preferisce trattare il modello effettivamente esistente.

³⁹ Articolo 2, comma 1, lettera f), del decreto ministeriale 10 dicembre 2010

11.2 Sistemi a rete (reti private)

Il primo riconoscimento ufficiale di una rete privata nel contesto liberalizzato risale all'adozione della legge 99/2009. Più precisamente, l'articolo 33 della legge n. 99/2009 prevede una particolare tipologia di reti private, denominate «Reti interne di utenza» (RIU) rispondenti alla seguente definizione.

Rete interna di utenza

«(...) è definita Rete interna di utenza (RIU) una rete elettrica il cui assetto è conforme a tutte le seguenti condizioni:

- a) è una rete esistente alla data di entrata in vigore della presente legge, ovvero è una rete di cui, alla medesima data, siano stati avviati i lavori di realizzazione ovvero siano state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;
- b) connette unità di consumo industriali, ovvero connette unità di consumo industriali e unità di produzione di energia elettrica funzionalmente essenziali per il processo produttivo industriale, purché esse siano ricomprese in aree insistenti sul territorio di non più di tre comuni adiacenti, ovvero di non più di tre province adiacenti nel solo caso in cui le unità di produzione siano alimentate da fonti rinnovabili;
- c) è una rete non sottoposta all'obbligo di connessione di terzi, fermo restando il diritto per ciascuno dei soggetti ricompresi nella medesima rete di connettersi, in alternativa alla rete con obbligo di connessione di terzi;
- d) è collegata tramite uno o più punti di connessione a una rete con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale non inferiore a 120 kV;
- e) ha un soggetto responsabile che agisce come unico gestore della medesima rete. Tale soggetto può essere diverso dai soggetti titolari delle unità di consumo o di produzione, ma non può essere titolare di concessioni di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione di energia elettrica».

L'articolo 30, comma 27, della legge n. 99/2009 ha previsto poi che al fine di garantire e migliorare la qualità del servizio elettrico ai clienti finali collegati, attraverso reti private con eventuale produzione interna, al sistema elettrico nazionale, il Ministero dello sviluppo economico avrebbe determinato nuovi criteri per la definizione dei rapporti intercorrenti fra il gestore della rete, le società di distribuzione in concessione, il proprietario delle reti private ed il cliente finale collegato a tali reti. L'Autorità di regolazione avrebbe poi dovuto dare attuazione dei suddetti criteri al fine del contemperamento e della salvaguardia dei diritti acquisiti, anche con riferimento alla necessità di un razionale utilizzo delle risorse esistenti.

Ne è conseguito il decreto Ministeriale 10 dicembre 2010 che, tra le altre cose, ha chiarito la distinzione tra reti pubbliche e reti private, introducendo di fatto una definizione di reti private "per differenza" rispetto alle reti pubbliche

Reti private

Reti Private, tutto ciò che non è rete pubblica e che svolga una funzione di rete (cioè la movimentazione di energia tra diversi utenti) sono reti con obbligo di libero accesso al sistema elettrico: ciò impone al soggetto gestore di tali reti l'obbligo di garantire ai soggetti connessi alla propria rete la possibilità di accedere liberamente al sistema elettrico secondo le modalità definite dall'Autorità. Funzionalmente alla definizione di reti private sono reti Pubbliche le reti elettriche gestite da soggetti titolari di una concessione di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica. Tali gestori, essendo esercenti di un pubblico servizio, hanno l'obbligo di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche previste.

Il Decreto legislativo n. 93/2011 ha inquadrato il tema delle reti interne di utenza e delle reti private secondo l'ordinamento europeo trasponendo nell'ordinamento nazionale il concetto di sistema di distribuzione chiuso di cui si è già ampiamente discusso nella prima parte del presente documento.

Sistema di distribuzione chiuso (ai sensi del decreto legislativo n. 93/2011⁴⁰)

«Ferma restando la disciplina relativa ai sistemi efficienti di utenza di cui all'articolo 2, comma I, lettera t), del decreto legislativo n. 115 del 2008, i sistemi di distribuzione chiusi sono le reti interne d'utenza così come definite dall'articolo 33 della legge 23 luglio 2009, n. 99/2009 nonché le altre reti elettriche private definite ai sensi dell'articolo 30, comma 27, della legge n. 99/2009 (...)».

In sintesi, solo le RIU e le altre reti private sono considerate, nel diritto italiano, sistemi di distribuzione chiusi.

11.3 Principali differenze tra sistemi semplici (SEU) e SDC

La differenza fondamentale tra un sistema semplice di utenza e un sistema di distribuzione chiuso è la caratteristica pubblicistica svolta dal collegamento tra i vari elementi che costituiscono il sistema; in parole povere, in un sistema semplice di utenza il trasferimento di energia elettrica dalla produzione al consumo non si configura quale attività di distribuzione di energia elettrica, mentre in un sistema di distribuzione chiuso (rete privata) il trasferimento di energia si intende effettuato per il tramite di una rete di distribuzione che risulta essere l'impianto elettrico del sistema stesso. La differenza è assolutamente rilevante in termini di obblighi che il gestore del sistema deve assumere. In particolare, in un sistema semplice di utenza il gestore è lo stesso e unico cliente finale, mentre in un sistema di distribuzione chiuso (rete privata) il gestore assume ruolo di distributore ed è tenuto a rispettare la disciplina applicabile ai distributori di energia elettrica con l'unica differenza che le tariffe applicabili al servizio di distribuzione vengono definite autonomamente dal gestore e non sono oggetto di regolazione da parte di un ente esterno, allo stesso modo vale, in genere, per gli standard qualitativi del servizio erogato.

Vi è un'altra differenza rilevante tra i due sistemi è la dinamica di sviluppo che li interessa (ciò non deriva da disposizioni primarie europee, ma come si vedrà più avanti, la condizione si riferisce allo stato attuale dell'evoluzione normativa in campo nazionale, lo stesso dicasi per la questione relativa all'applicazione degli obblighi di dispacciamento di cui si è già in parte accennato in precedenza): mentre un sistema semplice di utenza ha la possibilità di espandersi e riconfigurarsi nel tempo, pur nel vincolo del rispetto della definizione di SEU, un sistema di distribuzione chiuso, per essere tale, doveva essere esistente al 15 agosto 2009 e l'ambito territoriale che lo caratterizza non può modificarsi nel tempo rispetto alla predetta data del 15 agosto 2009.

L'aspetto maggiormente rilevante che caratterizza un sistema semplice di utenza rispetto del sistema di distribuzione chiuso è quello della presenza di un solo cliente finale con la conseguenza che l'eventuale presenza di ulteriori clienti finali (da intendersi come soggetti fisici o giuridici diversi dal soggetto che è intestatario del punto di connessione con la rete e che consumano energia elettrica per uso proprio) deve essere gestita in maniera tale che tali clienti soddisfino il loro fabbisogno attraverso un acquisto autonomo senza che per essi possa valere il beneficio tariffario derivante dall'autoconsumo della produzione interna al sistema. Detto regime di autonomia si sostanzia attraverso la creazione di un punto di connessione alla rete autonomo per ciascun cliente finale terzo e l'accezione di punto di connessione deve essere intesa quale presenza di un misuratore che sancisca la presenza commerciale (relativamente all'erogazione del servizio di distribuzione) sul punto di misura del distributore concessionario. Ne consegue che il punto di connessione può essere tanto reale, quanto "virtuale" vale a dire attraverso la

⁴⁰ Articolo 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/2011

sola installazione di un misuratore all'interno del sistema e non anche di una vera e propria connessione fisica con la rete del distributore concessionario.

Infine, le principali caratteristiche di un gestore di un SDC rispetto a un gestore concessionario tradizionale possono essere riassunte come indicato nella seguente figura.

Generale	Ha piena autonomia decisionale nel proprio ambito (confine al 15 agosto 2009)
Qualità del servizio	<p>Le regole per la qualità del servizio definite dall'Autorità per le normali imprese distributrici non si applicano all'interno del SDC.</p> <p>Comma 10.11 deliberazione Autorità 539/2015/R/eel</p> <p><i>Il gestore del SDC è esonerato dall'applicazione del TIQE 2016-2023 e della deliberazione 653/2015/R/eel in relazione ai propri utenti. In relazione ad essi, le responsabilità dell'impresa distributtrice concessionaria competente e di Terna (per quanto applicabile) in relazione alla qualità del servizio sono limitate al punto di interconnessione tra la rete privata del SDC e la rete pubblica.</i></p>
Adempimenti	<p>Regime semplificato</p> <p>Comma 10.11 deliberazione Autorità 539/2015/R/eel</p> <p><i>Il gestore del SDC, in relazione agli obblighi in materia di separazione contabile di cui al TIUC e di separazione funzionale di cui al TIUF, è equiparato a un esercente il servizio di distribuzione dell'energia elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo</i></p>

11.4 Aspetti tariffari

Per quanto concerne l'**aspetto tariffario** si richiama di seguito l'evoluzione temporale della disciplina che ha stabilito nel tempo la diversa articolazione dei benefici tariffari per i sistemi di utenza.

- (2008) Il decreto legislativo che ha definito i SEU aveva stabilito, nella sua prima versione che la regolazione dell'accesso al sistema elettrico per i SEU avrebbe dovuto essere effettuata facendo **esclusivo riferimento all'energia elettrica scambiata con la rete elettrica sul punto di connessione**, vale a dire che la parte variabile (quota energia) delle tariffe a copertura dei costi di rete e degli oneri di sistema.
- (2009) Successivamente, ferma restando la disciplina di SEU, la legge di definizione delle RIU ha stabilito che, in via generale, gli oneri di sistema dovevano essere pagate sull'intero consumo, fatta eccezione per le RIU per cui le componenti variabili (quota energia) dei corrispettivi a copertura degli oneri di sistema dovevano essere corrisposti in relazione alla sola energetica scambiata dalla RIU con la rete pubblica.
- (2014) È il decreto legge 91/2014 convertito in legge 116/2014 a razionalizzare le precedenti disposizioni stabilendo che il regime generale di corresponsione degli oneri di sistema è quello per cui questi debbano essere applicati ai consumi comunque approvvigionati. Per le reti interne di utenza e per i SEU (e sistemi equivalenti), entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2014, i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, limitatamente alle parti variabili, si applicano sull'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete, in misura pari al 5% dei corrispondenti importi unitari dovuti sull'energia prelevata dalla rete. In tal modo, il regime di esenzione dal pagamento degli oneri sull'energia autoconsumata per i sistemi consentiti non è più totale, ma parziale.

- (2017) La legge 27 febbraio 2017, n. 19 di conversione del decreto-legge 30 dicembre 2016, n. 244, ha consolidato il nuovo regime di corresponsione degli oneri generali di sistema (attualmente in vigore). Più nel dettaglio è stato modificato il regime di corresponsione degli oneri generali che, nel regime previgente in vigore fino al 31 dicembre 2016, dovevano essere pagati dai clienti sulla base del consumo indipendentemente dal fatto che i clienti avessero o meno autoproduzione interna. Tale regime generale non si applicava, come già detto al punto precedente, a casi particolari quali le reti interne di utenza e i sistemi efficienti di utenza per cui valeva la regola che i predetti corrispettivi tariffari dovessero essere applicati alla sola energia elettrica prelevata dalla rete (il che comportava un notevole risparmio economico nel caso di presenza di autoproduzione) a meno di una quota di contribuzione sul consumo corrispondente al solo 5% del totale. Il nuovo regime stabilisce che i citati corrispettivi tariffari debbano essere applicati al solo prelievo di energia elettrica dalla rete qualunque sia il sistema di produzione e consumo istituendo questo quale regime generale e non più particolare. E' bene notare che la norma non interviene a modificare le tipologie di sistemi che possono essere realizzati, bensì interviene unicamente a dire come il sistema è chiamato a coprire gli oneri generali.

11.5 *Obblighi incidenti sui vari sistemi*

Per quanto concerne gli aspetti funzionali dei sistemi di utenza, il già citato decreto Ministeriale 10 dicembre 2010 ha stabilito, in particolare, i seguenti obblighi:

- i) l'obbligo, per i gestori delle reti private, di consentire agli utenti finali che vi siano connessi di richiedere ed ottenere il collegamento, fisico o virtuale, alla rete pubblica;
- ii) l'obbligo, per i gestori delle reti private, di consentirne l'utilizzo da parte dei gestori delle reti pubbliche al fine di assicurare il diritto degli utenti finali di ottenere la connessione alla rete pubblica. Tali obblighi sono frutto dell'individuazione, effettuata dal decreto, di nuovi criteri per la definizione dei rapporti intercorrenti fra gestori di reti elettriche di trasmissione e di distribuzione in concessione, gestori di reti elettriche private e soggetti connessi a tali reti.

E' da tali criteri che scaturiscono definitivamente nel settore italiano i due obblighi già citati in precedenza:

- a) **obbligo di connessione di terzi** in senso stretto, inteso come l'obbligo, posto in capo ad un gestore di una rete elettrica, di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche all'uopo previste a cui sono sottoposti i soli gestori di rete titolari di una concessione di trasmissione o di distribuzione;
- b) **obbligo di libero accesso al sistema elettrico**, inteso come il diritto di un soggetto connesso ad una rete privata di accedere, su richiesta, alla rete pubblica, a garanzia della libertà di scelta del proprio fornitore di energia elettrica a cui sono sottoposti i gestori di reti private, ivi inclusi i gestori delle reti interne di utenza. Tali gestori non hanno l'obbligo di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne fanno richiesta (obbligo di connessione di terzi), attribuito solo ai gestori di rete titolari di una concessione pubblica, ad eccezione delle RIU in relazione ai soli utenti connettabili (secondo la definizione di SDC).

Nel contempo, decreto Ministeriale 10 dicembre 2010 ha dato mandato all'Autorità affinché questa:

- a) determini i criteri e le condizioni in base ai quali un gestore di rete titolare di una concessione di distribuzione o di trasmissione dell'energia elettrica può disporre delle infrastrutture di un gestore di rete sottoposto all'obbligo di libero accesso al sistema elettrico, per l'esecuzione di attività legate all'erogazione del servizio di distribuzione o di trasmissione, ivi inclusa l'erogazione del servizio di connessione;
- a) individui i rapporti, ivi incluse le condizioni economiche, tra un gestore di rete sottoposto all'obbligo di libero accesso al sistema e il gestore titolare di una concessione di distribuzione o di trasmissione dell'energia elettrica, con l'obiettivo di garantire condizioni efficienti per l'accesso

- alla rete pubblica da parte dei soggetti che ne fanno richiesta, siano essi già connessi ad una rete privata ovvero richiedenti una nuova connessione;
- b) individui apposite misure per monitorare l'aggiornamento dei soggetti appartenenti ad una RIU, prevedendo opportuni accorgimenti atti a contenere l'estensione territoriale di tali reti.

11.6 Il quadro giurisdizionale e le sue implicazioni

Le disposizioni introdotte con il decreto ministeriale 10 dicembre 2010 sono state impugnate dall'Enel Distribuzione⁴¹ che ne ha contestato diversi aspetti. Secondo Enel Distribuzione infatti:

- la disciplina delineata con il predetto decreto ammettendo, seppur implicitamente, la possibilità di realizzare nuove reti elettriche private ulteriori rispetto a quelle esistenti, ne consente la proliferazione in contrasto con il regime d'esclusiva dell'attività di distribuzione in capo ai soggetti concessionari;
- non essendo espressamente vietato ai titolari delle reti private di connettere nuovi utenti, il decreto permetterebbe di fatto l'esercizio dell'attività di distribuzione anche ai soggetti non concessionari;
- il decreto introdurrebbe una nuova configurazione impiantistica (il Sistema di Auto-Approvvigionamento Energetico) non previsto dalla normativa primaria;
- il decreto introdurrebbe disposizioni che risulterebbero esorbitanti rispetto alle indicazioni della norma primaria.

Il TAR Lazio, con sentenza n. 6407 del 13 luglio 2012, ha accolto in parte il ricorso dell'Enel Distribuzione:

- annullando l'articolo 2, comma 1, lettera f), e l'articolo 6 del decreto ministeriale 10 dicembre 2010 in quanto essi definendo una nuova fattispecie (i Sistemi di Auto-Approvvigionamento Energetico – SAAE) finirebbero per ampliare illegittimamente l'area delle configurazioni non rientranti tra le reti elettriche, riducendo al contempo quella delle reti, in assenza di una norma primaria che legittimi tale operazione e, soprattutto, senza che questa trovi adeguata giustificazione nel mandato previsto dall'articolo 30, comma 27, della legge n. 99/09 basato sulla finalità di innalzare la qualità del servizio elettrico in favore dei clienti finali collegati alla rete nazionale tramite reti private;
- rigettando, invece, le altre contestazioni sollevate da Enel Distribuzione in quanto, a detta del TAR, il decreto non avrebbe introdotto alcuna liberalizzazione delle reti private, nulla disponendo su tale tema, né ciò è consentito dalla normativa primaria. Infatti, sebbene il decreto non vieti espressamente ai gestori delle reti private di connettere terzi, tale divieto è già insito nella normativa primaria ed in particolare nelle prescrizioni del decreto legislativo n. 79/99 che istituiscono il regime concessorio dell'attività di distribuzione. In tale ottica, quindi, il TAR conferma, in coerenza con l'assetto definito dal decreto legislativo n. 79/99 che l'attività (servizio pubblico) di distribuzione può essere svolta esclusivamente dai soggetti concessionari e, in via eccezionale, da altri soggetti per i quali sussistono delle precise disposizioni in normativa primaria (ad esempio: i gestori di piccole reti isolate e i soggetti autorizzati ad esercire le limitate porzioni della rete di trasmissione non direttamente funzionali alla stessa)⁴².

In definitiva, secondo il TAR, l'attività di distribuzione è esercibile esclusivamente dai soggetti concessionari e pertanto le reti private sono da intendersi come una categoria storica, non ampliabile né attraverso un'estensione delle reti esistenti tramite la connessione di nuovi clienti finali, né attraverso la realizzazione di nuove reti private.

⁴¹ Ora e-distribuzione Spa

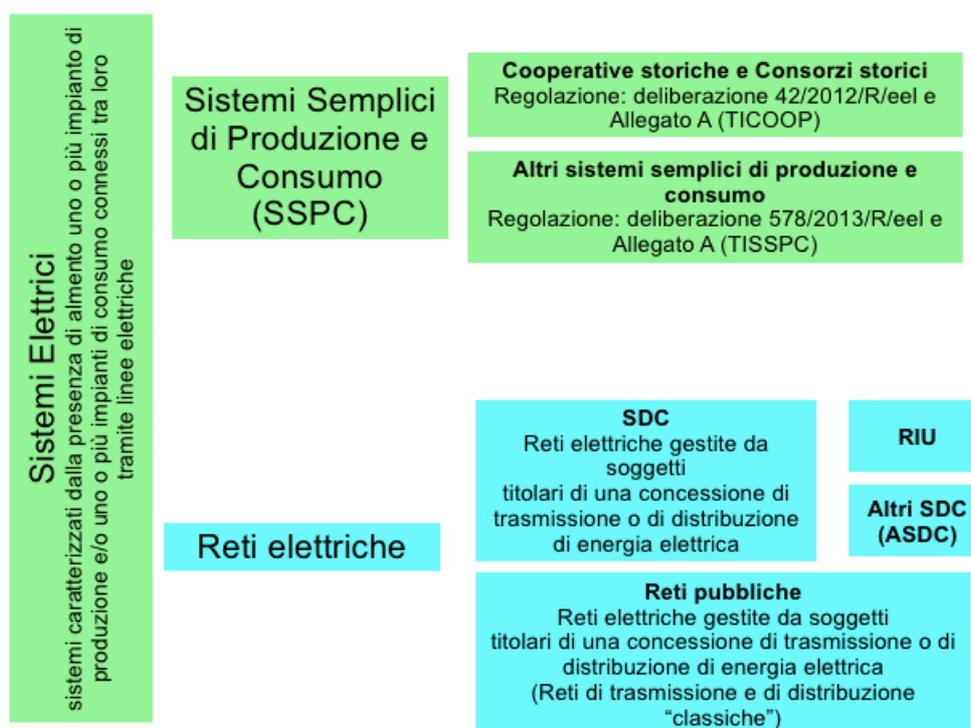
⁴² A tali soggetti di deve ritenere che debbano essere aggiunti i gestori dei sistemi di distribuzione chiusi.

Sotto questo aspetto, pertanto, la legge n. 99/09 nel definire le RIU (articolo 33) e nel prevedere per tutte le reti private che siano salvaguardati i diritti acquisiti e il razionale utilizzo delle risorse esistenti (articolo 30, comma 27) si limita a prendere atto e regolare, razionalizzandola, una situazione di fatto preesistente.

E' del tutto evidente, come conclude anche l'Autorità in un suo documento di consultazione nonché in numerose segnalazioni e pareri in ambito istituzionale, che, in ottica evolutiva, la sentenza n. 6407 del TAR Lazio rende necessario rivedere l'impostazione generale del quadro definitorio in materia di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e di Reti Private.

11.7 Quadro sinottico delle reti elettriche e dei sistemi di utenza

Come conseguenza di tutto quanto premesso, l'attuale quadro definitorio delle reti e dei sistemi di utenza risulta essere come di seguito indicato.



In capo a tutto, è di fondamentale importanza quanto concluso nel paragrafo precedente.

PARTE III LO STATO DI EVOLUZIONE IN AMBITO EUROPEO

12. Presupposti dell'indagine europea

Al fini di confrontare lo stato di evoluzione nazionale con i sistemi esteri europei, nell'ambito del presente studio è stata avviata una serie di contatti diretti con le autorità di regolamentazione estere sulla base di un semplice questionario *ad-hoc*. Nella presente parte viene fornita una prima semplice e generale *review* delle risposte fornite. Si segnala, che come del resto sta accadendo anche in Italia, il tema dei sistemi di utenza in genere e, in particolare, dei sistemi di distribuzione chiusi sta subendo rapide evoluzioni in tutti i paesi. Pertanto, al momento, sono ancora in corso approfondimenti con le singole autorità di regolamentazione dei quali verrà dato resoconto ai lettori in tempi successivi.

13. Questionario

Il Questionario utilizzato ai fini della presente indagine è riportato di seguito.

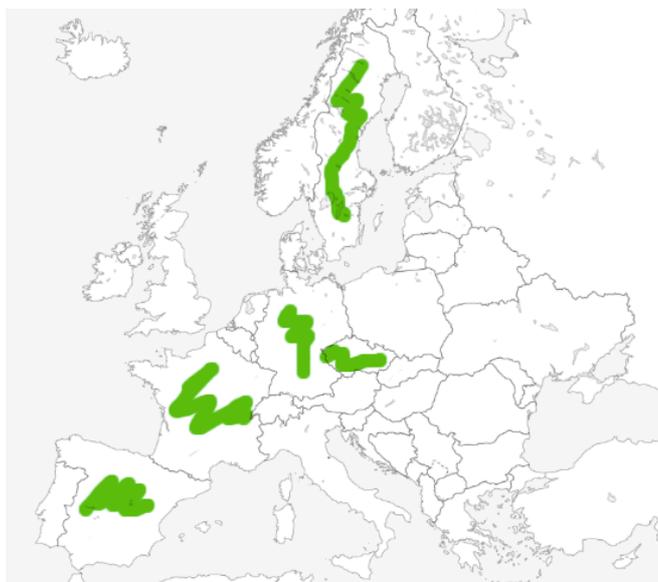
Questionario

Q1 - La definizione di sistema di distribuzione chiuso (CDS) trova applicazione nel vostro paese? Se sì, ci sono leggi/regole di riferimento?

Q2 - L'autoconsumo è consentito e, in caso affermativo, a quali condizioni? Ci sono leggi/regole di riferimento?

Q3 - Come viene eventualmente applicato nel caso il sistema tariffario nel caso di CDS e autoconsumo?

I paesi rispondenti (alla data di pubblicazione del presente rapporto) sono i seguenti:



14. Principali risultati della ricognizione estera europea

Q1	La definizione di sistema di distribuzione chiuso (CDS) trova applicazione nel vostro paese? Se sì, ci sono leggi/regole di riferimento?
SE	Yes, Electricity Act, Chapter 2, 2§ (Ellagen, SFS 1997:857) and Regulation concerning exemption from the requirement of concession (Förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857))
FR	Closed distribution systems are specified by law, in the articles L. 344-1 à L. 344-13 of the energy-code
ES	n.a.
DE	In Germany, there is no legal definition of closed distribution systems. Of course, there are some special rules for closed distribution systems. These are outlined in § 110 EnWG. Operators of closed distribution systems have to substantiate towards Bundesnetzagentur that their distribution system fulfils some necessary requirements stated in § 110 EnWG. Bundesnetzagentur then can classify a distribution system as closed distribution
CZ	There are no closed DS in the meaning of art. 28 as it has not been transposed into Czech law. The Czech republic has not transposed the Article 28 of Directive 2009/72.
Q2	L'autoconsumo è consentito e, in caso affermativo, a quali condizioni? Ci sono leggi/regole di riferimento?
SE	Yes, Regulation concerning exemption from the requirement of concession (Förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857))
FR	Self-consumption is permitted in France. A law from July 2016 also introduces "collective self-consumption", which enables consumers and producers situated on the same part of the network to exchange energy
ES	Sobre el autoconsumo, la regulación que le aplica es el RD 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
DE	In general, self-consumption is allowed regardless of the grid the self-consumer is connected to. However, self-consumption is only possible if three requirements are met: 1. The producer of electricity and the consumer must be the very same (legal) person. 2. Production and consumption have to take place in a direct territorial context. (i.e. grid usage is not allowed) 3. The producer of electricity has to be the operator of the unit producing the electricity.
CZ	Yes, self-consumption is permitted.
Q3	Come viene eventualmente applicato nel caso il sistema tariffario nel caso di CDS e autoconsumo?
SE	As it is exempted the tariff regulation is not applicable.
FR	CRE published a deliberation on the application of network tariff to self-consumers. Individual self-consumers as any other consumer, on capacity and energy withdrawn from the network (possibly with time differentiation). Collective self consumer can ask for a specific tariff, that distinguishes between "local consumption" and "national consumption"-
ES	RI Real Decreto 900/2015 ha sido modificado –y derogado en parte- por el RD Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Lo que afecta a autoconsumo figura en el artículo 18, en la disposición adicional segunda, disposición transitoria segunda y disposición derogatoria única
DE	Self-consumers do not have to pay network tariffs on the amount of self-consumed electricity but self-consumers do have to pay the renewables surcharge. With respect to this, there are some exemptions for small renewables and chp (installations smaller than 10kw) and there are reductions for renewables and CHP bigger than 10 kw. These pay only 40% surcharge. All others have to pay except old installations that were installed and operated as self-consumption installations before the rules on surcharge for self-consumption were introduced. They have the right of continuance.
CZ	N.A.

Come detto, sul tema saranno resi disponibili ulteriori aggiornamenti.

PARTE IV METODOLOGIE DI ANALISI

15. Presupposti

Si pone la questione di elaborare una metodologia sufficientemente generale che consenta la valutazione della convenienza da punto di vista dell'utente di procedere alla realizzazione di un sistema di utenza. Nella presente parte del documento verranno date indicazioni pratiche su come procedere sulla base dell'esperienza maturata nella realizzazione di numerosi sistemi di utenza.

16. Fasi del processo di costituzione di un sistema di utenza

Le fasi di costituzione di un sistema di utenza abbracciano un insieme complesso e articolato di attività che presuppongono la conoscenza di diversi ambiti che spaziano da quello tecnico a quello normativo-regolatorio ed economico. Inoltre, dal momento in cui l'analisi di convenienza di un sistema di utenza è strettamente connessa alle condizioni di contesto che regolano l'accesso e l'uso delle reti, questa è tanto più "buona" nella misura in cui consente all'utente di valutare e quantificare i profili di rischio che la realizzazione di un sistema di utenza porta con sé.

16.1 Elementi iniziali di contesto

Gli elementi iniziali di contesto che devono essere noti per l'effettuazione di un'analisi di convenienza di un sistema di utenza riguardano:

- i modelli di sistema consentiti dalla normativa;
- il quadro tecnico-regolatorio per l'accesso e l'uso delle reti elettriche.

Quanto al primo punto ciascun paese è caratterizzato da una normativa specifica; in ambito nazionale, i modelli (attualmente) consentiti sono i seguenti:

- Sistemi a rete
 - **a1)** Sistemi di distribuzione chiusi (SDC). I SDC sono reti elettriche private che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che, in generale, non riforniscono clienti civili (a eccezione dei casi del comma 6.1 del TISDC, quali nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile, ivi inclusi i nuclei familiari per i quali esistono rapporti di lavoro con aziende connesse a un SDC e inizialmente facenti parte dello stesso gruppo societario di appartenenza del proprietario del SDC). Tali sistemi, nella titolarità e gestione di soggetti non concessionari diversi da Terna e dalle imprese distributrici concessionarie, sono caratterizzati dalla condizione che, per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti dei sistemi in questione sono integrati oppure dalla condizione che distribuiscono energia elettrica principalmente ai proprietari o ai gestori dei sistemi o alle loro imprese correlate. I SDC sono suddivisi in:
 - i. reti interne di utenza (RIU), definite dalla legge 99/09, già realizzate o autorizzate alla data del 15 agosto 2009, individuate e censite dall'Autorità con propri provvedimenti;
 - ii. altri SDC (ASDC), che soddisfano i requisiti dei SDC, già realizzati o autorizzati alla data del 15 agosto 2009 ma non rientranti tra le RIU;
- Sistemi semplici di produzione e consumo
 - b1)** sistemi di auto-produzione (SAP) di cui al decreto legislativo 79/99, suddivisi in:
 - i. cooperative storiche dotate di rete propria. Le cooperative storiche dotate

di rete propria sono società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 1643/62 che hanno nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci;

ii. consorzi storici dotati di rete propria. I consorzi storici dotati di rete propria sono consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente all'1 aprile 1999 che hanno nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci;

iii. altri sistemi di auto-produzione (ASAP). Gli ASAP sono sistemi in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante;

b2) sistemi efficienti di utenza (SEU) di cui al decreto legislativo 115/08. I SEU sono sistemi in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione;

b3) altri sistemi esistenti (ASE). Gli ASE sono sistemi, non già rientranti nelle altre configurazioni definite con il TISSPC nell'ambito dei SSPC, in cui una linea elettrica di trasporto collega una o più unità di produzione gestite, in qualità di produttore, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario, a una unità di consumo gestita da una persona fisica in qualità di cliente finale o a una o più unità di consumo gestite, in qualità di cliente finale, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario;

b4) sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU) di cui al decreto legislativo 56/10. I SESEU (suddivisi in 4 tipologie) sono sistemi definiti equivalenti ai SEU qualora rispettino alcune delle caratteristiche indicate nel comma 1.1, lettera jj), del TISSPC⁴³;

b5) sistemi per i quali trova applicazione lo scambio sul posto di cui al decreto legislativo 387/03, al decreto legislativo 20/07, alla legge 244/07 e al decreto- legge 91/14, suddivisi in:

i. SSP-A. Essi sono sistemi semplici di produzione e consumo in regime di

scambio sul posto caratterizzati da soli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e con una potenza installata complessiva non superiore a 20 kW;

ii. SSP-B. Essi sono sistemi semplici di produzione e consumo in regime di scambio sul posto non rientranti nella categoria di SSP-A;

Per una analisi più approfondita e formale circa i modelli di sistemi semplici attualmente consentiti, si faccia riferimento all'Allegato 1 al presente documento.

Per quanto riguarda invece il quadro tecnico-regolatorio per l'accesso e l'uso delle reti elettriche serve operare un distinguo circa:

- la regolamentazione per la connessione alla rete (tariffe di connessione)
 - sono le condizioni da rispettare per connettere alla rete un impianto misto (costituito cioè sia da un'utenza di consumo che da un'utenza di produzione): riguardano tanto le condizioni economiche, quanto le condizioni procedurali. Nel sistema nazionale tali modalità e condizioni sono contenute nel Testo integrato delle connessioni passive (TIC)

⁴³ TISSPC: testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo - <https://www.arera.it/it/docs/13/578-13.htm>

e nel Testo integrato delle connessioni attive (TICA⁴⁴) riprese e armonizzate specificatamente per i sistemi di utenza dal TISPPC⁴⁵;

- la regolamentazione per l'utilizzo della rete (tariffe d'uso)
 - sono, in pratica, le tariffe di rete che nel sistema italiano sono definite dall'Autorità (attualmente attraverso il Testo integrato del trasporto – TIT⁴⁶).

Si aggiungono alle seconde condizioni:

- i corrispettivi per il dispacciamento che vengono tipicamente caricati sull'energia elettrica prelevata sul punto di connessione con le reti;
- i corrispettivi tariffari a copertura di altri oneri diversi dai costi di rete (oneri di sistema).

Nel sistema italiano i vari corrispettivi sono aggiornati secondo le seguenti cadenze:

Tipologia di corrispettivo	Modalità di aggiornamento
Tariffe di connessione passive - TIC	Una tantum
Tariffe di connessione attive - TICA	Una tantum
Tariffe d'uso - TIT	All'inizio di ciascun periodo regolatorio (di durata pari a 4 anni) con aggiornamenti automatici su base annuale all'interno del periodo regolatorio
Altri oneri (oneri di sistema)	Trimestrale
Dispacciamento	Mensile

Le tariffe d'uso e a copertura degli oneri di sistema possono essere articolate secondo diverse componenti. Ai fini della presente trattazione si assumerà una formula generale trinomia per tutte le componenti così da consentire una impostazione del tutto generale, caso per

Conoscere la modalità di aggiornamento delle diverse componenti per l'accesso e l'uso della rete è importante in quanto la logica tariffaria è tale per cui i corrispettivi si applicano con valenza generale e valgono quindi per tutti gli utenti indipendentemente dalla loro data di connessione alla rete/entrata in esercizio. Sorge quindi un profilo di rischio regolatorio importante che necessita di essere gestito.

caso le diverse parti potranno poi essere poste pari a zero (ad esempio, nel caso di un corrispettivo di accesso alla rete che sia applicato alla sola energia avrà le quote fissa e per potenza poste pari a zero).

- Tariffe di connessione (connection charge) = CC
- Tariffe di rete (use of system charge) = UOC
- Tariffe a copertura degli oneri generali (levies charge) = LC
- Dispacciamento (balancing charge) = BC

⁴⁴ TICA - Testo integrato delle connessioni attive - <https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/08/099-08argallnew.pdf>

⁴⁵ Per quanto concerne, invece, i sistemi di distribuzione chiusi, essendo questi delle vere e proprie reti, seguono le regole per l'interconnessione tra reti alla pari di quanto stabilito per qualunque impresa di distribuzione. Pertanto, un SDC non ha tecnicamente un "punto di connessione", ma un "punto di interconnessione".

⁴⁶ TIT – Testo integrato del trasporto - https://www.arera.it/allegati/docs/15/TIT_654-15ti.pdf

Per quanto concerne la realtà specifica italiana, la matrice dei corrispettivi risulta essere la seguente:

Matrice dei corrispettivi di accesso alla rete in ambito nazionale			
	Quota fissa	Quota potenza	Quota energia
Tipo di corrispettivo	(euro/punto di connessione/anno)	(euro/kW/anno ⁴⁷)	(euro/kWh)
CC	X		
UOC	X	X	X
LC	X	X	X
BC			X

Struttura degli oneri di sistema in campo nazionale⁴⁸

Negli ultimi anni, gli oneri generali di sistema hanno rappresentato una quota crescente e sempre più significativa della spesa totale annua di energia elettrica degli utenti finali. Gli oneri generali sono applicati come maggiorazione della tariffa di distribuzione, (quindi all'interno dei servizi di rete), in maniera differenziata per tipologia di utenza.

A partire dal 2018 (delibere 481/2017/R/eel e 922/2017/R/eel) le aliquote degli oneri generali da applicare a tutte le tipologie di contratto sono distinte in:

- Oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione ASOS.
- Rimanenti oneri generali ARIM.

Le componenti tariffarie ASOS e ARIM sono espresse, in generale, in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, centesimi di euro/kW impegnato per anno e centesimi di euro/kWh.

Agli utenti domestici non è applicata la quota potenza, mentre la quota energia è applicata per scaglioni di consumo. Agli utenti domestici in residenza anagrafica non è applicata nemmeno la quota fissa.

La componente ASOS viene applicata in maniera distinta a seconda che un utente sia o meno incluso nelle imprese a forte consumo di energia elettrica, e, per quest'ultime, a seconda della classe di agevolazione. La componente ASOS è costituita da diversi elementi, applicati in maniera distinta alle diverse classi di agevolazione. La componente ARIM viene invece applicata in maniera indifferenziata rispetto alle classi di agevolazione di cui sopra. Anche la componente ARIM è costituita da diversi elementi.

Il gettito raccolto dall'applicazione di ciascun elemento delle componenti ASOS e ARIM è trasferito su appositi Conti di gestione istituiti presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali, già Cassa conguaglio per il settore elettrico (per i conti di destinazione, vedere il dettaglio degli elementi delle due componenti); fanno eccezione la componente ASOS che affluisce per oltre il 90% direttamente al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e l'elemento ASRIM della componente ARIM, per il quale i distributori versano alla Cassa solo la differenza tra il gettito raccolto e i costi sostenuti per il riconoscimento del bonus (se la differenza è negativa, viene riconosciuta al distributore).

L'utilizzo e la gestione di questi fondi è disciplinata dall'Autorità che aggiorna trimestralmente le aliquote sulla base del fabbisogno.

⁴⁷ Tipicamente, la potenza presa a riferimento è la cosiddetta "potenza impegnata" vale a dire la massima potenza quartoraria in ciascun mese applicata a 1/12 del corrispettivo annuale

⁴⁸ Ricognizione desunta dal sito istituzionale di ARERA – Autorità di regolazione per energia reti e ambiente - <https://www.arera.it/it/electricita/auc.htm>

All'interno dei servizi di rete vengono applicate anche due ulteriori componenti perequative, le cui modalità di esazione non sono state modificate rispetto a quanto già previsto nel periodo antecedente il 1 gennaio 2018:

- UC3: a copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione, espressa in centesimi di euro/kWh.
- UC6: a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio. La UC6 è espressa in centesimi di euro/KW e centesimi di euro/kWh per i domestici, mentre per gli altri utenti è espressa in centesimi di euro/pp e centesimi di euro/kWh.

La componente tariffaria ASOS è composta dai seguenti elementi:

- A3*SOS è l'elemento a copertura dei costi per il sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP 6/92, con l'esclusione dell'incentivazione della produzione di energia elettrica ascrivibile a rifiuti non biodegradabili. A3*SOS è applicato in misura ridotta ai punti di prelievo nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica. Corrisponde approssimativamente alla componente A3 applicata fino al 31 dicembre 2017; si differenzia da essa in quanto sono esclusi gli oneri relativi alla incentivazione della produzione di energia elettrica ascrivibile a rifiuti non biodegradabili, che invece erano inclusi nella componente tariffaria A3, e che sono confluiti nella componente tariffaria ARIM.
- AESOS è l'elemento a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione in misura ridotta dell'elemento A3*SOS. Tale elemento è applicato solo ai punti di prelievo che non sono nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica. Corrisponde alla componente tariffaria AE applicata fino al 31 dicembre 2017.
- A91/14SOS per la riduzione dell'elemento A3*SOS ai sensi delle disposizioni di cui al decreto legge 91/14. Tale elemento (negativo) è applicato ai punti di prelievo di media tensione e di bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW che non sono nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica. Detto elemento è applicato direttamente sulla componente ASOS, in quanto a partire dal 1 gennaio 2018 tutti gli effetti economici delle disposizioni di cui all'articolo 29 del decreto legge n. 91/14 risultano esauriti, tranne quelli relativi alla ex componente tariffaria A3, con riferimento alla riduzione degli oneri degli impianti fotovoltaici.

Gli elementi di cui sopra sono calcolati dall'Autorità. Non sono distintamente applicati dai distributori, che invece applicano il totale dei suddetti elementi, la componente ASOS. Poiché, come sopra evidenziato, gli elementi si applicano in maniera differenziata a seconda che l'utente sia incluso tra le imprese a forte consumo di energia elettrica o meno e, nel primo caso, a seconda della classe di agevolazione, ne deriva che la componente ASOS risulta distinta per classi di agevolazione.

La componente tariffaria ARIM è composta dai seguenti elementi:

- A2RIM per la copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti. Corrisponde alla componente tariffaria A2 applicata fino al 31 dicembre 2017;
- A3RIM per la copertura dei costi per l'incentivazione della produzione ascrivibile a rifiuti non biodegradabili. Corrisponde alla quota parte della componente A3 applicata fino al 31 dicembre 2017 che non è rientrata nell'elemento A3*SOS;
- A4RIM per la copertura dei costi per la perequazione dei contributi sostitutivi del regime tariffario speciale riconosciuto a RFI (gruppo Ferrovie dello Stato). Corrisponde alla componente tariffaria A4 applicata fino al 31 dicembre 2017;
- A5RIM per la copertura dei costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale del sistema elettrico. Corrisponde alla componente tariffaria A5 applicata fino al 31 dicembre 2017;
- ASRIM per la copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio. Corrisponde alla componente tariffaria AS applicata fino al 31 dicembre 2017;

- Auc4RIM per la copertura delle integrazioni alle imprese elettriche minori. Corrisponde alla componente tariffaria UC4 applicata fino al 31 dicembre 2017;
- Auc7RIM per la copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali. Corrisponde alla quota parte della componente UC7 relativa ai suddetti oneri applicata fino al 31 dicembre 2017;
- ASVRIM per la copertura degli oneri per il finanziamento di interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale per l'efficienza energetica. Corrisponde alla quota parte della componente UC7 relativa ai suddetti oneri applicata fino al 31 dicembre 2017;
- AmctRIM per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale. Corrisponde alla componente tariffaria MCT applicata fino al 31 dicembre 2017.

Gli elementi di cui sopra sono calcolati ed aggiornati dall'Autorità. Non sono distintamente applicati dai distributori, che invece applicano il totale di suddetti elementi, la componente tariffaria ARIM. Tali elementi si applicano in maniera indifferenziata rispetto alle classi di agevolazione delle imprese a forte consumo di energia elettrica, e pertanto la componente ARIM risulta indistinta rispetto alle medesime classi.

A puro titolo esemplificativo si riportano di seguito i valori dei corrispettivi di accesso alla rete riferiti al 1° trimestre dell'anno 2018 (ad eccezione dei corrispettivi CC la cui determinazione avviene a seguito di specifica richiesta di connessione e il cui valore può risentire dei costi della configurazione specifica della connessione).

UOC

ONERI DI RETE (anno 2018)	Misura		Distribuzione		Trasmissione		TOTALE RETE			
	Quota fissa centesimi di euro/punto di prelievo/anno	Quota fissa centesimi di euro/punto di prelievo/anno	Quota potenza centesimi di euro/kW per anno	Quota energia centesimi di euro/kWh	Quota potenza centesimi di euro/kW per anno	Quota energia centesimi di euro/kWh	Quota fissa centesimi di euro/punto di prelievo/anno	Quota potenza centesimi di euro/kW per anno	Quota energia centesimi di euro/kWh	
lettera b) UtENZE in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	-	0,712	-	-	0,712	
lettera c) UtENZE in bassa tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici	-	-	-	-	-	0,712	-	-	0,712	
lettera d) Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW	-	-	-	-	-	0,712	-	-	0,712	
- per potenze impegnate inferiori o uguali a 1,5 kW	1.885,46	471,20	2.988,32	0,062	0,712	2.356,66	2988,32	0,774		
- per potenze impegnate superiori a 1,5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	1.885,46	471,20	2.830,21	0,062	0,712	2.356,66	2830,21	0,774		
- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	1.885,46	471,20	3.146,44	0,062	0,712	2.356,66	3146,44	0,774		
- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	1.885,46	518,32	3.146,44	0,062	0,712	2.403,78	3146,44	0,774		
- per potenze impegnate superiori a 10 kW	1.885,46	518,32	3.146,44	0,062	0,712	2.403,78	3146,44	0,774		
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	1.885,46	471,20	2.988,32	0,060	0,712	2.356,66	2988,32	0,772		
lettera e) UtENZE in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,664	-	0,664	-	-	1,328	
lettera f) Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	20.345,48	44.696,59	3.353,28	0,058	-	0,664	65.042,07	3353,28	0,722	
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	20.345,48	40.226,92	3.011,11	0,052	-	0,664	60.572,40	3011,11	0,716	
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	20.345,48	38.866,60	2.641,57	0,046	-	0,664	59.212,08	2641,57	0,710	
lettera g) UtENZE in alta tensione	95.637,66	1.965.732,26	-	-	0,020	2.019,750	0,065	2.061.369,92	2019,75	0,085
lettera h) UtENZE in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	95.637,66	1.965.732,26	-	-	-	2.019,750	0,065	2.061.369,92	2019,75	0,065
lettera i) UtENZE in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	95.637,66	1.965.732,26	-	-	-	2.019,750	0,064	2.061.369,92	2019,75	0,064

LC

ONERI DI SISTEMA (valevoli per 1° trimestre 2018)	Relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili ed alla cogenerazione CIP 6/92 (ASOS)		
	Quota fissa centesimi di euro/punto di prelievo/anno	Quota potenza centesimi di euro/kW per anno	Quota energia centesimi di euro/kWh
lettera b) UtENZE in bassa tensione di illuminazione pubblica			5,8588
lettera c) UtENZE in bassa tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici			8,9622
lettera d) Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW			
- per potenze impegnate inferiori o uguali a 1,5 kW		1.689,84	2.089,20
- per potenze impegnate superiori a 1,5 kW e inferiori o uguali a 3 kW		1.689,84	1.978,68
- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW		1.689,84	2.199,84
- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW		1.722,84	2.199,84
- per potenze impegnate superiori a 10 kW		1.722,84	2.199,84
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW		1.570,68	1.941,84
lettera e) UtENZE in media tensione di illuminazione pubblica			5,3687
lettera f) Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	45.559,32	2.178,96	4,5676
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	42.654,72	1.956,60	4,5637
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	41.770,92	1.716,48	4,5598
lettera g) UtENZE in alta tensione	1.442.402,88	1.412,04	4,4521
lettera h) UtENZE in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	1.442.402,88	1.412,04	4,4381
lettera i) UtENZE in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	1.442.402,88	1.412,04	4,4375

ONERI DI SISTEMA (valevoli per 1° trimestre 2018)		Rimanenti oneri generali (ARIM)		
		Quota fissa	Quota potenza	Quota energia
		centesimi di euro/punto di prelievo/anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica			0,5953
lettera c)	Utenze in bassa tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici			1,8463
lettera d)	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW			
	- per potenze impegnate inferiori o uguali a 1,5 kW	681,24	842,28	0,2389
	- per potenze impegnate superiori a 1,5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	681,24	797,52	0,2389
	- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	681,24	886,68	0,2389
	- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	694,56	886,68	0,2389
	- per potenze impegnate superiori a 10 kW	694,56	886,68	0,2389
	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	681,24	842,28	0,2384
lettera e)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica			0,3976
lettera f)	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	19.760,04	945,00	0,2117
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	18.500,28	848,64	0,2100
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	18.116,88	744,48	0,2084
lettera g)	Utenze in alta tensione	581.466,60	569,16	0,0282
lettera h)	Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	581.466,60	569,16	0,0225
lettera i)	Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	581.466,60	569,16	0,0223

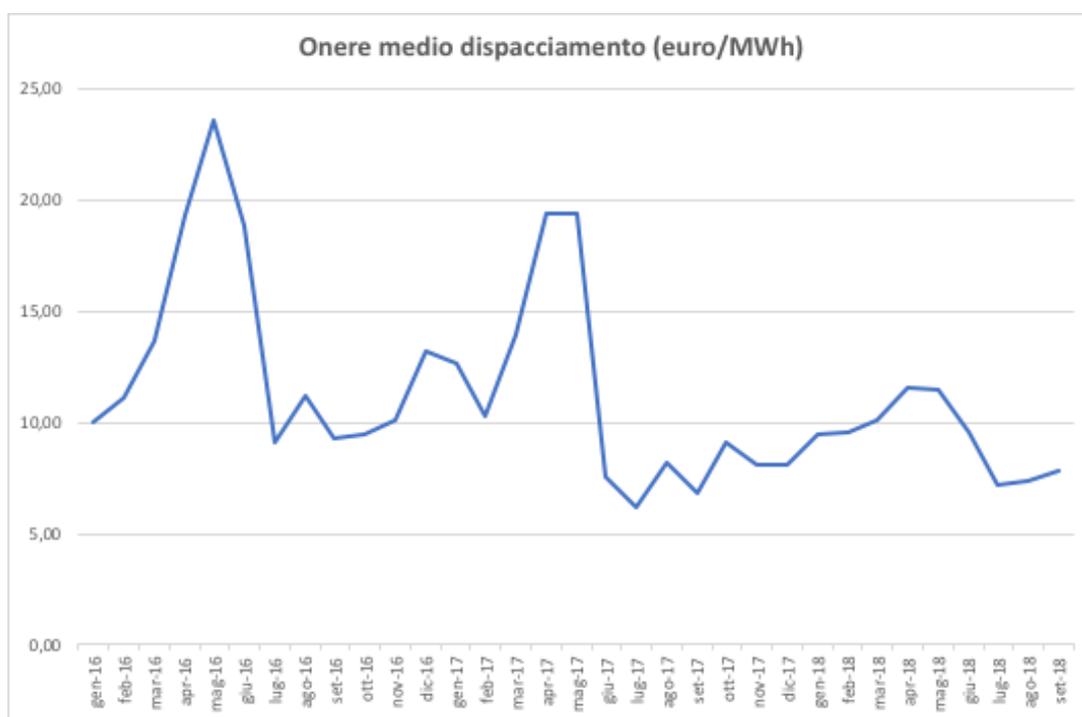
ONERI DI SISTEMA (valevoli per 1° trimestre 2018)		UC3	UC6		
		Quota energia	Quota fissa	Quota potenza	Quota energia
		centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo/anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,072		0,004	
lettera c)	Utenze in bassa tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici	0,072		0,014	
lettera d)	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW				
	- per potenze impegnate inferiori o uguali a 1,5 kW	0,072	45,20	0,002	
	- per potenze impegnate superiori a 1,5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	0,072	45,20	0,002	
	- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	0,072	45,20	0,002	
	- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	0,072	45,20	0,002	
	- per potenze impegnate superiori a 10 kW	0,072	45,20	0,002	
	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	0,072	45,20	0,002	
lettera e)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,029		0,003	
lettera f)	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	0,029	2.626,94		
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	0,029	2.626,94		
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	0,029	2.626,94		
lettera g)	Utenze in alta tensione	0,015			
lettera h)	Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	0,015			
lettera i)	Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	0,015			

ONERI DI SISTEMA (valevoli per 1° trimestre 2018)		TOTALE ONERI		
		Quota fissa	Quota potenza	Quota energia
		centesimi di euro/punto di prelievo/anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,00	0,00	6,5301
lettera c)	Utenze in bassa tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici	0,00	0,00	10,8945
lettera d)	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW			
	- per potenze impegnate inferiori o uguali a 1,5 kW	2.416,28	2.931,48	5,2880
	- per potenze impegnate superiori a 1,5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	2.416,28	2.776,20	5,2880
	- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	2.416,28	3.086,52	5,2880
	- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	2.462,60	3.086,52	5,2880
	- per potenze impegnate superiori a 10 kW	2.462,60	3.086,52	5,2880
	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	2.297,12	2.784,12	4,9417
lettera e)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,00	0,00	5,7983
lettera f)	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	67.946,30	3.123,96	4,8083
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	63.781,94	2.805,24	4,8027
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	62.514,74	2.460,96	4,7972
lettera g)	Utenze in alta tensione	2.023.869,48	1.981,20	4,4953
lettera h)	Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	2.023.869,48	1.981,20	4,4756
lettera i)	Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	2.023.869,48	1.981,20	4,4748

UOC+LC

Valori in vigore nel 1° trimestre 2018		Oneri di sistema			Oneri di rete			TOTALE ONERI E RETE		
		Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota fissa	Quota potenza	Quota energia
		centesimi di euro/punto di prelievo/anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo/anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo/anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utense in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,00	0,00	6,53	0,00	0,00	0,71	0,00	0,00	7,24
lettera c)	Utense in bassa tensione per alimentazione delle Infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici	0,00	0,00	10,89	0,00	0,00	0,71	0,00	0,00	11,61
lettera d)	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW									
	- per potenze impegnate inferiori o uguali a 1,5 kW	2.416,28	2.931,48	5,29	2.356,66	2.988,32	0,77	4.772,94	5.919,80	6,06
	- per potenze impegnate superiori a 1,5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	2.416,28	2.776,20	5,29	2.356,66	2.830,21	0,77	4.772,94	5.606,41	6,06
	- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	2.416,28	3.086,52	5,29	2.356,66	3.146,44	0,77	4.772,94	6.232,96	6,06
	- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	2.462,60	3.086,52	5,29	2.403,78	3.146,44	0,77	4.866,38	6.232,96	6,06
	- per potenze impegnate superiori a 10 kW	2.462,60	3.086,52	5,29	2.403,78	3.146,44	0,77	4.866,38	6.232,96	6,06
	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	2.297,12	2.784,12	4,94	2.356,66	2.988,32	0,77	4.653,78	5.772,44	5,71
lettera e)	Utense in media tensione di illuminazione pubblica	0,00	0,00	5,80	-	-	1,33	0,00	0,00	7,13
lettera f)	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	67.946,30	3.123,96	4,81	65.042,07	3.353,28	0,72	132.988,37	6.477,24	5,53
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	63.514,74	2.805,24	4,80	60.572,40	3.011,11	0,72	124.354,34	5.816,35	5,52
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	62.514,74	2.460,96	4,80	59.212,08	2.641,57	0,71	121.726,92	5.102,53	5,51
lettera g)	Utense in alta tensione	2.023.869,48	1.981,20	4,50	2.061.369,92	2.019,75	0,09	4.085.239,40	4.000,95	4,58
lettera h)	Utense in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	2.023.869,48	1.981,20	4,48	2.061.369,92	2.019,75	0,07	4.085.239,40	4.000,95	4,54
lettera i)	Utense in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	2.023.869,48	1.981,20	4,47	2.061.369,92	2.019,75	0,06	4.085.239,40	4.000,95	4,54

BC



16.2 Analisi della convenienza economica

L'analisi della convenienza economica viene trattata inizialmente per un sistema di utenza semplice; verrà successivamente illustrata la metodologia di analisi nel caso di un sistema di distribuzione chiuso

Il regime corrente di applicazione delle tariffe e degli oneri

(Come già accennato in precedenza) La conversione in legge del decreto-legge 30 dicembre 2016, n. 244, ha consolidato il nuovo regime di corresponsione degli oneri generali di sistema. Più nel dettaglio è stato modificato il regime di corresponsione degli oneri generali che dal consumo sono stati "spostati" al solo prelievo dalla rete. Più precisamente, il regime previgente, in vigore fino al 31 dicembre 2016, stabiliva che gli oneri generali dovessero essere pagati dai clienti in relazione al loro consumo indipendentemente dal fatto che i clienti avessero o meno autoproduzione, fatta eccezione a particolari sistemi quali le reti interne di utenza e i sistemi efficienti di utenza in riferimento ai quali valeva la regola che i predetti corrispettivi tariffari dovessero essere applicati alla sola energia elettrica prelevata dalla rete (il che comportava un notevole risparmio economico nel caso di presenza di autoproduzione) a meno di una quota di contribuzione sul consumo corrispondente al solo 5% del totale. Il regime così costituito richiedeva che i sistemi costituenti un'eccezione (cioè RIU, SEU o configurazioni similari ai SEU con gli stessi diritti dei SEU, vale a dire i cosiddetti SEESEU – Sistemi esistenti equivalenti ai SEU) dovessero essere qualificati. Il nuovo regime stabilisce che i citati corrispettivi tariffari debbano essere applicati al solo prelievo di energia elettrica dalla rete qualunque sia il sistema di produzione e consumo presente istituendo questo quale regime generale e non più particolare. È bene notare che la norma non interviene a modificare le tipologie di sistemi che possono essere realizzati (configurazioni private che possono essere realizzate in un contesto in cui l'attività di distribuzione e di trasmissione è assegnata in concessione), bensì interviene unicamente a dire come il sistema è chiamato a coprire gli oneri generali. L'Autorità, cogliendo detti elementi è intervenuta con la deliberazione 20 aprile 276/2016/R/eel razionalizzando i processi relativi ai sistemi di utenza. Nella sostanza, non cambia l'insieme delle tipologie di sistemi di utenza esistenti o che possono essere realizzati (cfr. paragrafo 2 della presente nota), ma per qualunque sistema di utenza (permesso) vale la regola generale che i corrispettivi tariffari a copertura degli oneri generali si paghino solo sull'energia elettrica prelevata dalla rete.

Vale la pena ricordare l'adozione di una misura di raccordo tra il vecchio regime e il nuovo tale per cui si considerano decaduti tutti gli effetti del vecchio regime che non si siano perfezionati (sostanzialmente gli effetti relativi all'applicazione della parte variabile delle componenti A e UC sull'energia elettrica consumata, ma non prelevata dalla rete pubblica, ivi inclusa l'applicazione limitata al 5% della predetta parte variabile).

Sulla base dell'attuale normativa italiana, la presenza di un sistema di utenza sia esso efficiente di utenza o sistema di distribuzione chiuso consentono di non applicare le componenti variabili della tariffa di rete e degli oneri di sistema (componente euro/kWh) all'energia elettrica prodotta e autoconsumata nell'ambito del sistema. È del tutto evidente che il massimo livello di beneficio è direttamente correlabile al grado di copertura del consumo di energia elettrica del sistema con produzione interna.

In relazione ai costi evitati di rete tra i due sistemi oggetto di analisi vi è la differenza che mentre nel sistema efficiente di utenza il risparmio tariffario riguarda anche la voce dispacciamento, per i sistemi di distribuzione chiusi la voce dispacciamento deve intendersi applicata all'intero consumo anche se questi è coperto da produzione interna. La materia dell'applicazione degli oneri di dispacciamento è tuttavia

ancora oggetto di contenzioso e potrebbe convergere verso un assetto diverso da quello attualmente in vigore.

In buona sintesi è possibile affermare che il beneficio tariffario connesso a sistemi di utenza è tanto maggiore quanto più alto è il livello di produzione autoconsumata e si differenzia tra sistemi efficienti di utenza e sistemi di distribuzione chiusi per la voce dispacciamento a favore dei sistemi efficienti di utenza che non sono tenuti a pagare tale componente sull'energia prodotta e autoconsumata all'interno del sistema.

In relazione alla struttura della tariffa è da sottolineare che dal 1° gennaio 2018 è entrata in vigore la riforma tariffaria che, oltre ad una modifica delle voci della bolletta, attribuisce un peso maggiore alle componenti fisse rispetto alle componenti variabili. Più precisamente, con la delibera 922/2017/R/EEL l'Autorità ha completato la riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici del settore elettrico, coordinandola con il nuovo meccanismo di riconoscimento delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia, e approva il nuovo Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT) efficace dal 1° gennaio 2018.

La tipologia di spostamento dei pesi delle componenti fisse a variabili operata dalla delibera è indicata nella seguente tabella.

Quota	Asos (in pratica la vecchia A3)		Arim
	75%	25%	100%
Tipologia	"flat" su energia prelevata da rete	trinomia coerente con la struttura dei corrispettivi di rete	trinomia coerente con la struttura dei corrispettivi di rete
sos: sostegno			
rim: rimanenti			

Più in generale, dato un particolare utente che intenda realizzare un sistema semplice di produzione e consumo questi si troverà ad affrontare una serie di costi/ricavi che possono essere così genericamente riassunti:

	Costi (CO)	Costi evitati (CE)	Ricavi (RI)
Fissi	<ul style="list-style-type: none"> Costi per studi, progettazione Costo processo autorizzativo Costo di connessione alla rete dell'unità di produzione (CC) Costo di realizzazione dell'impianto 		
Variabili	<ul style="list-style-type: none"> Costo di gestione dell'unità di produzione in termini di costi operativi e costi di acquisto del combustibile (caso specifico di una unità di produzione di cogenerazione) 	Sulla parte di energia elettrica prodotta e autoconsumata <ul style="list-style-type: none"> UOC (quota energia) LV (quota energia) BC (quota energia) Prezzo di mercato in acquisto dell'energia autoconsumata 	Nel casi in cui produttore e cliente finale siano due soggetti diversi, il totale dei costi evitati costituisce un margine che viene di norma ripartito tra produttore e cliente sulla base di un accordo interno tra le parti ⁴⁹ .

⁴⁹ Si anticipa sin d'ora che tale accordo non rappresenta un'attività di vendita di energia elettrica intercettata dalla regolazione dell'autorità, ma è frutto di un puro accordo privato a cui risultano applicabili esclusivamente le norme di carattere civilistico-commerciale.

Alle condizioni vigenti (primo trimestre 2018), il valore intrinseco dell'autoconsumo, assumendo un valore per il corrispettivo di dispacciamento pari a 0,8 cent euro/kWh, è indicato nella seguente tabella.

Valore unitario della produzione autoconsumata (centesimi euro/kWh)	
Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	8,75
Utenze in bassa tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici	13,12
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW	
- per potenze impegnate inferiori o uguali a 1.5 kW	7,64
- per potenze impegnate superiori a 1.5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	7,64
- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	7,64
- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	7,64
- per potenze impegnate superiori a 10 kW	7,64
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	7,29
Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	9,25
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	7,05
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	7,03
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	7,02
Utenze in alta tensione	5,47
Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	5,41
Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	5,40

Si assume come riferimento il primo trimestre dell'anno 2018 in quanto questo è la miglior rappresentazione della situazione reale. Come noto, nei successivi aggiornamenti tariffari adottati dall'Autorità nel corso del 2018, questa ha esercitato un potere di politica tariffaria a scudo degli utenti a fronte del costante innalzamento del prezzo dell'energia sul mercato. Al fine di evitare una crescita dei prezzi dell'energia al consumo finale, l'Autorità ha azzerato e congelato alcune componenti tariffarie a copertura degli oneri generali. Tale situazione non può ovviamente durare indefinitamente nel tempo e presto o tardi gli oneri non raccolti andranno recuperati. Tuttavia, anche questo elemento fornisce una informazione importante su quelli che possono essere i profili di rischio delle valutazioni economiche dei sistemi di utenza.

Applicazione al caso dei sistemi di distribuzione chiusi

Il caso del sistema di utenza semplice è direttamente trasponibile sugli SDC se si considera che, dal punto di vista degli oneri di rete e di sistema questi vengono trattati equivalentemente nel loro complesso ad un sistema semplice. Sarà poi il gestore del SDC a dover ripartire tra tutti gli utenti del SDC gli oneri che dovrebbero essere corrisposti sul punto di connessione in termini di quota fissa, quota potenza e quota energia sulla parte di energia prelevata dal punto di interconnessione e non prodotta internamente. Lo stesso gestore del SDC che è tenuto a raccogliere tali oneri dagli utenti della propria rete e a versarli al sistema.

Più nel dettaglio la quantificazione degli oneri che devono essere complessivamente è data dalla somma delle seguenti componenti:

- a) le componenti A e UC espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, applicate a ciascun punto di interconnessione del SDC alla rete pubblica
- b) le componenti A e UC espresse in centesimi di euro/kW impegnato per anno, applicate a ciascun punto di interconnessione del SDC alla rete pubblica;
- c) le componenti A, UC e MCT espresse in centesimi di euro/kWh, applicate all'energia elettrica complessivamente prelevata dalla rete pubblica da parte del SDC.

Per quanto concerne la ripartizione degli oneri tra i diversi utenti, il gestore SDC è tenuto ad operare come di seguito indicato.

Il gestore di un SDC calcola l'ammontare degli oneri generali di sistema direttamente imputabili ai singoli clienti finali utenti della propria rete e provvede a fatturarli alle relative imprese di vendita nell'ambito del contratto di trasporto e a tal fine

- a) l'ammontare complessivo relativo alle componenti di cui alla predetta lettera a), viene ripartito fra tutti i clienti finali utenti del SDC utilizzando come pesi i corrispettivi che sarebbero stati applicati ai singoli clienti finali sulla base del livello di tensione del punto di connessione della relativa utenza al SDC;
- b) l'ammontare complessivo relativo alle componenti di cui alla predetta lettera b), viene ripartito fra tutti i clienti finali utenti del SDC in modo proporzionale alla potenza impegnata nel punto di connessione della relativa utenza al SDC;
- c) l'ammontare complessivo relativo alle componenti di cui alla predetta lettera c), viene ripartito fra tutti i clienti finali utenti del SDC in modo proporzionale ai prelievi di energia elettrica dal SDC misurati sul punto di connessione della relativa utenza al SDC.

16.3 Flusso di processo

Il flusso di processo per la costituzione di un nuovo sistema di utenza può essere sinteticamente riassunto come di seguito indicato.

- Analisi di fattibilità e valutazioni economiche (comprehensive di analisi di sentivity per la gestione dei rischi connessi all'esercizio dei sistemi di utenza)
- Progettazione - autorizzazioni
- Richiesta di connessione alla rete (include le attività di registrazione impianto in Gaudì e tutte le attività che conducono alla stipula del regolamento di esercizio e all'entrata in esercizio dell'impianto)

- (Nel caso di produttore terzo rispetto all'utente) stipula del contratto interno tra utente e produttore e relativa gestione commerciale
- Monitoraggio della situazione regolatoria e dell'andamento nel tempo delle componenti tariffarie rilevante per il mantenimento della validità delle condizioni di redditività economica
- Svolgimento delle procedure annuali/dichiarazioni varie

16.4 Configurazione dei rapporti interni al sistema di utenza

Per quanto concerne i rapporti tra i soggetti interni ad un sistema di utenza, caso chi assume particolare rilevanza qualora i produttori e il cliente finale non corrispondono, è già stato oggetto di ricognizione da parte dell'autorità e al fine della presente trattazione sarà sufficiente rifarsi a tale ricognizione. A tal fine si invita all'analisi dell'Allegato 2 al presente documento.

17. Identificazione delle utenze

L'individuazione delle utenze, anche dette unità di consumo (UC), è indipendente dalla classificazione del sistema di utenza e rappresenta, anzi, la base di partenza di qualunque considerazione.

Al fine dell'individuazione delle UC, la regolamentazione vigente si serve della seguente definizione come modificata e integrata dalla delibera 894/2017/R/eel secondo cui **l'unità di consumo (UC)** è l'insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi a una rete pubblica, 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 produttiva. Essa, di norma, coincide con la singola unità immobiliare. È possibile aggregare più unità immobiliari in un'unica unità di consumo nei seguenti casi:

- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona fisica o giuridica legate tra loro da vincolo di pertinenza (unità immobiliare principale e sue pertinenze) e che insistono sulla medesima particella catastale o su particelle contigue;
- unità immobiliari pertinenziali (solai, garage, cantine), anche nella disponibilità di diverse persone fisiche o giuridiche, facenti parte di un unico condominio. Il predetto insieme di unità immobiliari pertinenziali può a sua volta essere inglobato nell'unità di consumo relativa alle utenze condominiali;
- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona giuridica, eventualmente da quest'ultima messe a disposizione di soggetti terzi, localizzate su particelle catastali contigue, all'interno di un unico sito e utilizzate per attività produttive di beni e/o servizi destinate prevalentemente alla realizzazione, in quello stesso sito, di un unico prodotto finale e/o servizio.

Sempre secondo la definizione elaborata dall'Autorità, ogni unità di consumo è connessa alla rete pubblica in un unico punto, salvo il caso in cui non si richieda l'attivazione di un punto di connessione di emergenza o ricorrano le condizioni di cui all'articolo 5, commi 5.2 e 5.3, del TIC o di cui al comma 9.1 del presente provvedimento. A ogni unità di consumo deve essere necessariamente associato, in funzione del particolare tipo di utilizzo dell'energia elettrica prelevata, un solo contratto di trasporto in prelievo secondo le tipologie di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT.

Per quanto riguarda l'ultimo dei predetti alinea, la stessa Autorità ha chiarito che, in tali casi,

- la persona giuridica che svolge l'attività principale si configura come il cliente finale elettrico e fornisce servizi, non energia elettrica, ai soggetti che svolgono le attività secondarie (sono tipicamente i cosiddetti «prestatori d'opera»): non si può quindi configurare una attività interna di vendita di energia elettrica e non vi deve essere una fatturazione avente a oggetto i consumi elettrici;
- la disponibilità va intesa non solo nel senso di possesso di un titolo contrattuale che attesti il diritto di utilizzo da parte di una determinata persona, ma anche nel senso che la stessa persona coincida con il cliente finale (cioè deve essere il soggetto che utilizza l'energia elettrica fornita a quell'insieme di unità immobiliari per i propri consumi finali e deve essere l'intestatario del codice POD).

La possibilità di inclusione in una UC di soggetti terzi secondo principi di concorrenza funzionale (i cosiddetti "prestatori d'opera") è un elemento chiarito solo a fine 2017 e rappresenta un elemento molto

importante per l'analisi in questione. Per quanto concerne la sua applicazione si ritiene che debba essere adottato un criterio conservativo che identifichi la concorrenza funzionale sulla base del rapporto tra input/output del soggetto terzo e attività svolta dal soggetto principale. In altre parole, nel caso in cui il soggetto terzo riceva ospitalità da parte del soggetto principale in strutture nella piena disponibilità del soggetto principale e da questo messe a disposizione del soggetto terzo e l'output dell'attività di quest'ultimo confluisca in maniera prevalente nell'output del soggetto principale, allora per il soggetto terzo non è necessario configurare una unità di consumo autonoma. Al contrario nel caso in cui il soggetto terzo, eventualmente anche ospitato dal soggetto principale, utilizzi spazi, servizi e l'energia elettrica derivante dalla connessione agli impianti del soggetto principale per effettuare una propria attività la cui utilità non rientri nell'ambito delle attività erogate dal soggetto principale (o vi rientri in maniera marginale), per esso, sempre che ricorrano le condizioni per l'individuazione di una unità immobiliare ad esso associabile in via esclusiva, deve essere individuata una UC autonoma. Al fine dell'analisi delle UC è, quindi, di fondamentale importanza:

- isolare accuratamente l'oggetto dell'attività del soggetto principale e verificare le relazioni intercorrenti tra l'attività del soggetto terzo con quella del soggetto principale;
- effettuare correttamente l'analisi catastale al fine di verificare l'associabilità esclusiva tra soggetto terzo e unità immobiliare da esso eventualmente occupata.

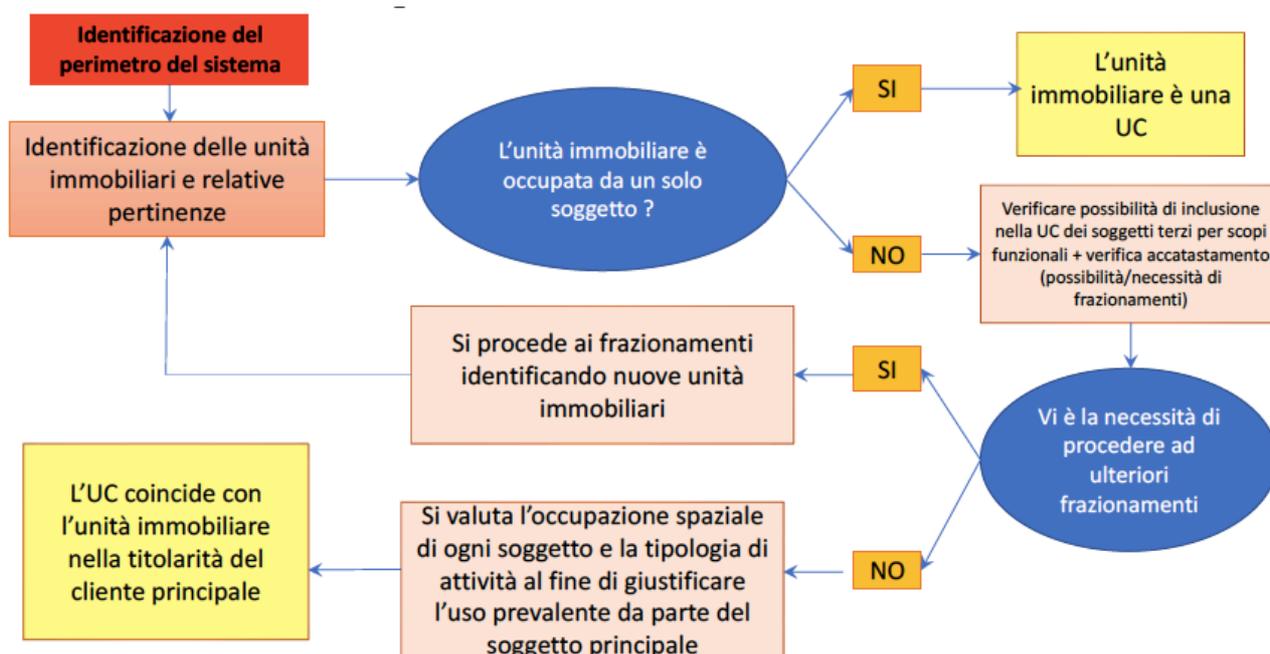
Rapporto tra unità di consumo e unità immobiliari

Al fine della corretta individuazione delle unità di consumo e il rapporto tra esse e la normativa di carattere catastale devono essere tenuti in conto i chiarimenti in materia pubblicati dall'Autorità (cfr. FAQ Autorità del 1° gennaio 2018 con particolare riferimento alla Sezione F di cui si riportano nel seguito i principali elementi⁵⁰) ed appare chiaro come il problema si sposti sulla definizione di unità immobiliare. A tal riguardo, è utile richiamare quanto l'Autorità conclude nei propri chiarimenti, e cioè:

- l'unità immobiliare è definita dalla normativa catastale come ogni fabbricato, o porzione di fabbricato o insieme di fabbricati, ovvero un'area che appartenga allo stesso proprietario e che, nello stato in cui si trova e secondo l'uso locale, presenta potenzialità di autonomia funzionale e reddituale e quindi rappresenta un cespite indipendente. L'unità immobiliare è quindi identificata attraverso tre diversi parametri: (1) è un'entità fisica: un intero fabbricato (convitto, scuola, ecc.), ovvero una porzione di fabbricato (appartamento, negozio, ecc.), ovvero un insieme di fabbricati (opificio, caserma, ospedale costituito da diversi padiglioni, ecc); (2) è un'entità giuridica: appartenenza ad uno stesso proprietario inteso come ditta catastale; (3) è un'entità economica: cespite indipendente, inteso come minimo perimetro immobiliare avente capacità di produrre un reddito indipendente e quindi avente autonomia funzionale e reddituale;
- qualora in un'unica unità immobiliare persone giuridiche distinte svolgano attività distinte, essa costituisce un'unica unità di consumo; rimane naturalmente ferma la necessità di verificare se l'accatastamento effettuato sia conforme con la vigente normativa catastale;
- qualora vi siano due o più unità immobiliari distinte, in ognuna delle quali i consumi di energia elettrica sono imputabili ad una distinta persona giuridica o ad un distinto prodotto e/o servizio, non è possibile considerare l'insieme di tali unità immobiliari come un'unica unità di consumo.

Il flusso di processo per l'identificazione delle UC può essere quindi riepilogato nella seguente figura.

⁵⁰ FAQ autorità SSPC - https://www.arera.it/it/schede/O/faq-tisspc_faq.htm



Più nel dettaglio l'Autorità ha indicato che in presenza di strutture complesse come porti, aeroporti, stazioni ferroviarie, la normativa catastale prevede che si debbano distinguere:

- gli immobili o loro porzioni strumentali allo svolgimento del servizio pubblico erogato - *ricadono senz'altro in tale ambito i fabbricati o locali utilizzati dai viaggiatori e dal personale adibito al servizio di trasporto, come le biglietterie, le sale d'attesa e di imbarco, le sale di controllo del traffico, i servizi igienici a uso dei viaggiatori o del personale, le aree occupate dai binari (ovvero da piste aeroportuali o moli marittimi) e dalle banchine destinate al servizio pubblico, ivi comprese quelle adibite alla movimentazione delle merci, i parcheggi siti all'interno del perimetro della stazione fruibili dal personale dipendente, le aree di rispetto o adibite alla sosta dei veicoli di trasporto asserviti alla stazione, i locali utilizzati per il pronto soccorso, quelli adibiti a deposito bagagli, nonché i locali, di limitata consistenza, destinati ai servizi d'ordine e sicurezza, allorché collocati nei fabbricati ospitanti la stazione. Costituiscono altresì cespite unico con la "stazione", strettamente funzionali alla gestione della infrastruttura del trasporto, le torri di controllo, i magazzini e le aree per il deposito temporaneo delle merci, le aree o officine destinate alla manutenzione ordinaria dei mezzi di trasporto, gli impianti di trasformazione e produzione di energia elettrica, necessari ad assicurare la continuità nella funzionalità della stazione, gli impianti di stoccaggio e distribuzione di carburanti finalizzati al servizio di trasporto nell'ambito della stazione e ogni altro spazio o locale indispensabile all'esercizio del pubblico trasporto - che quindi possono essere visti come unica unità immobiliare e unica unità di consumo elettrico: unità immobiliare "stazione")*
- dagli immobili o loro porzioni in cui vengono svolte attività che invece non appaiono strettamente funzionali all'erogazione del predetto servizio - *costituiscono unità immobiliari autonome, censibili nelle categorie ordinarie o speciali, le abitazioni e foresterie, i locali ospitanti bar o ristoranti, le rivendite di giornali e di tabacchi, i locali adibiti a vendita o esposizione di qualsiasi altra merce, i centri commerciali, i duty free, gli alberghi, gli ostelli, i dormitori, e gli uffici pubblici o privati, i locali del dopolavoro. Vengono altresì considerate unità immobiliari autonome, le caserme per gli organi addetti alla vigilanza e alla sicurezza se ospitati in specifici fabbricati, gli hangar e i capannoni per la costruzione e/o manutenzione straordinaria periodica dei veicoli e il loro ricovero, i magazzini, le aree di deposito per stoccaggio container o merci in genere, le autorimesse e le aree di parcheggio appositamente realizzate e altre destinazioni autonome rispetto ai servizi di pubblico trasporto - questi ultimi andrebbero censiti come distinte unità immobiliari, in quanto non strettamente correlabili al servizio di trasporto e ciò indipendentemente dal fatto che siano fisicamente localizzate all'interno del "recinto stazione"; conseguentemente le predette unità immobiliari, distinte dalla unità immobiliare "stazione" devono essere identificate ognuna come una distinta unità di consumo elettrico.*

Per quanto attiene al rapporto con gli Enti (ad esempio enti di stato) che trova particolare attuazione in ambito aeroportuale, l'Autorità ha chiarito che in presenza di disposizioni di legge che vincolano

l'esercizio dell'attività di trasporto pubblico alla messa a disposizione a titolo gratuito di locali e servizi, ivi inclusa la fornitura di energia elettrica, da parte del concessionario del servizio pubblico, alle Amministrazioni dello Stato e agli Enti e Organi preposti al controllo e alla vigilanza sul predetto trasporto (Amministrazione Aeronautica, ENAC, Polizia di Stato, Guardia di Finanza, etc.), qualora tali cespiti siano visti come unità immobiliari distinte dall'unità immobiliare "stazione", è possibile ricomprenderle nell'unità di consumo "stazione", ciò poiché sono contemporaneamente verificate le seguenti condizioni:

- la fornitura di energia elettrica è sottoposta a una precisa prescrizione di legge;
- è effettuata a titolo gratuito;
- è effettuata nei confronti di uno o più soggetti che non svolgono un'attività economica finalizzata alla realizzazione di un servizio o bene oggetto di remunerazione da parte del soggetto concessionario del servizio pubblico.

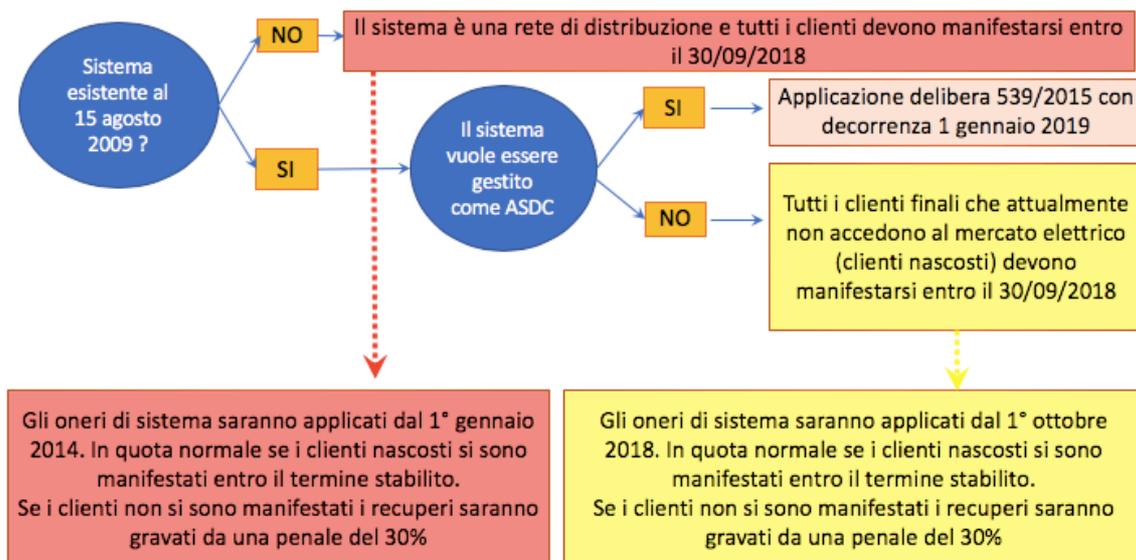
Infine, per quanto attiene alla questione delle pertinenze, si rileva che, la nozione di pertinenza è rilevabile nell'articolo 817 del codice civile secondo cui: «Sono pertinenze le cose destinate in modo durevole a servizio o ad ornamento di un'altra cosa. La destinazione può essere effettuata dal proprietario della cosa principale o da chi ha un diritto reale sulla medesima». Si può quindi desumere che affinché sussista un rapporto pertinenziale tra due beni siano necessari due presupposti:

- *oggettivo*: la destinazione deve essere caratterizzata dal requisito di durevolezza, da intendersi che il rapporto pertinenziale non sia meramente occasionale, e deve essere ad ornamento di un'altra cosa da intendersi come bene principale;
- *soggettivo*: la volontà del proprietario o titolare di un diritto su entrambe le cose di porre la pertinenza in un rapporto di strumentalità funzionale nei confronti del bene principale.

18. La questione dei clienti nascosti

Il percorso di analisi dei sistemi di utenza si riconduce, nella sostanza, all'identificazione dei centri di consumo elettrico che possono essere alimentati in regime di autoconsumo usufruendo del beneficio tariffario che tale assetto comporta. Tale identificazione deve essere effettuata tanto nei sistemi semplici (SEU) quanto nei sistemi complessi (SDC) con la differenza che nei primi il consumo di energia elettrica deve essere nella titolarità di un solo cliente finale (eventualmente più clienti secondo i criteri definiti dall'Autorità per l'inclusione di soggetti terzi funzionalmente connessi al cliente principale), mentre nel secondo caso il consumo di energia elettrica può essere nella titolarità di una molteplicità di clienti. Nel caso in cui nel sistema vi fosse un cliente titolare di un consumo elettrico che non può godere dei benefici tariffari, questi deve essere connesso (effettivamente o virtualmente) alla rete elettrica esterna del gestore concessionario e sul relativo consumo sono applicati gli oneri di rete e gli oneri di sistema secondo il regime ordinario. Secondo le più recenti disposizioni dell'Autorità la questione dei clienti nascosti si differenzia tra SEU e SDC nel senso che:

- il SEU è tale nel momento in cui la definizione di SEU è correttamente verificata: in questo caso non vi sono, in teoria, periodi transitori ammissibili in cui vi sia la presenza di clienti nascosti, tali clienti devono per forza essere nella condizione di essere connessi alla rete esterna affinché la condizione di SEU sia verificata;
- per gli SDC vale, invece, quanto indicato nella seguente figura:



Dal 1° ottobre 2018 è decorso il termine da cui sarà avviata la corresponsione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema a tutti quei clienti della rete pubblica che non hanno ancora effettuato tali versamenti dal momento in cui essi si trovavano annidati all'interno di sistemi di utenza con produzione interna (clienti nascosti). Il termine di decorrenza degli oneri è il 1° gennaio 2014; a tal riguardo la normativa stabilisce che ai clienti finali "nascosti" che si auto-dichiarano entro il 30 settembre 2018 saranno applicati conguagli solo nei casi in cui le configurazioni private in cui essi si trovano non avrebbero potuto essere classificate in nessuna delle configurazioni consentite dalla normativa vigente (in pratica, gli ASDC). Qualora siano necessari conguagli, tali clienti finali sono tenuti a versare a CSEA, secondo modalità definite dalla medesima anche prevedendo la possibilità di effettuare pagamenti rateali, la differenza tra le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema che avrebbero dovuto versare se fossero stati correttamente identificati come clienti della rete pubblica e le componenti tariffarie eventualmente versate, senza maggiorazioni o penali, per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2014 (o la data della loro entrata in operatività se successiva) e la data della loro regolarizzazione. I clienti finali "nascosti" che vengono individuati oltre il 30 settembre 2018 anche a seguito di segnalazione di altri soggetti, quali gestore di rete, Agenzia delle Dogane, etc., sono tenuti a versare a CSEA, secondo modalità definite dalla medesima anche prevedendo la possibilità di effettuare i predetti pagamenti maggiorati, però, del 30%. Al riguardo, i gestori di rete, qualora dovessero individuare, anche in via presunta, alcuni clienti finali "nascosti", sono tenuti a darne comunicazione a CSEA e all'Autorità per le azioni di competenza. Resta fermo il fatto che l'Autorità, ove necessario, può avviare istruttorie e procedimenti sanzionatori in aggiunta alle maggiorazioni di cui sopra.

In sintesi, tutti i clienti "nascosti" dovevano manifestarsi al sistema elettrico entro il 30 settembre 2018. La manifestazione può essere fatta in due modi, comunque entro il 30 settembre 2018:

- 1) Caso di ASDC: l'insieme dei clienti, rappresentati dal futuro gestore del SDC, chiedono all'Autorità la costituzione dell'ASDC, ovviamente se ricorrono i presupposti (inclusa l'esistenza al 15 agosto 2009). In tal caso si attiva il percorso che porterà il SDC ad applicare la regolazione del TISDC con effetti dal 1° gennaio 2019. Nel frattempo, questi soggetti continuano a essere gestiti come un unico grande cliente e non avranno conguagli. Se anche dovessero emergere correttivi da effettuare, tali clienti si sono manifestati al sistema entro il 30 settembre 2018 e quindi non avranno nè conguagli retroattivi nè maggiorazioni.
- 2) Casi diversi dagli ASDC: i clienti chiedono di essere connessi alla rete pubblica. In tal caso chiedono la connessione al gestore di rete che valuterà se realizzare una connessione reale o una virtuale. Questi soggetti non avranno conguagli retroattivi nè maggiorazioni. Questi clienti avranno il loro trattamento tariffario separato da quando viene attivato il loro POD e comunque non oltre il 1° ottobre 2018.

In entrambi i casi, gli unici soggetti che avranno conguagli retroattivi sono quelli che stavano in configurazioni assolutamente non ammissibili (conguagli che comunque non prevedono maggiorazioni).

Al fine della regolarizzazione dei clienti nascosti serve effettuare i seguenti passi:

- innanzi tutto, serve procedere all'individuazione dei medesimi secondo quanto indicato in precedenza;
- detti soggetti (i clienti nascosti individuati) dovranno poi, in principio attraverso una società di vendita di energia elettrica, effettuare richiesta al gestore di rete competente per ambito territoriale di attivazione di una nuova fornitura di energia elettrica. Nel caso in cui nello stesso sito vengano individuati più clienti nascosti potrebbe essere opportuno che il gestore del sistema privato prenda direttamente contatti con il gestore di rete competente anticipando l'elenco dei clienti nascosti individuati onde facilitare le azioni da intraprendere da parte del medesimo gestore di rete;
- il gestore di rete valuterà, anche attraverso appositi sopralluoghi se la nuova fornitura sarà erogabile attraverso connessione diretta o attraverso una connessione indiretta (POD virtuale) con il conseguente invio del preventivo di connessione;
- nel caso di costituzione di POD virtuali il gestore di rete competente per ambito territoriale renderà disponibile una convenzione da sottoscrivere da parte del gestore del sistema privato per la regolazione dei rapporti tra il medesimo e il gestore di rete competente per l'uso delle infrastrutture private ai fini dell'erogazione del servizio di distribuzione.

PARTE IV INDICAZIONI PER IL FUTURO

19. Introduzione alle indicazioni

Sulla base di tutto quanto sopra indicato si comprende che, qualunque sia il regime di applicazione degli oneri non vi è dubbio che i sistemi di utenza godano di un beneficio tariffario corrispondente al non pagamento delle quote variabili degli oneri generali (e anche degli oneri di rete) per l'energia elettrica prodotta e autoconsumata in sito o comunque nell'ambito del sistema di utenza individuato. Tale regime comporta inevitabilmente che la raccolta economica per la copertura degli oneri si riduca e che tale riduzione vada a ricadere su quegli utenti che non hanno la possibilità o scelgono di non procedere ad adottare modelli di auto-provvigionamento o a far parte di reti private (sempre che ciò per loro sia possibile)⁵¹. Questo pone un grande dilemma di accettabilità sociale di una ipotetica manovra di grande apertura al modello dell'autoconsumo che necessita di essere affrontata.

Una volta chiarita la dimensione potenziale del mercato dell'autoconsumo sulla base della valutazione di impatto che questo ha sulle diverse tipologie di utenti, devono essere affrontati due ulteriori questioni:

- la prima riguardante l'introduzione di una funzione di controllo della sperequazione tariffaria
- la seconda riguardante la generalizzazione delle definizioni di sistemi di utenza e reti private.

Infine, servirà procedere alla elaborazione di modelli regolatori per la gestione dei vari sistemi, non da ultimo delle comunità energetiche locali.

20. Il tema dell'accettabilità sociale

Si susseguono negli ultimi tempi grandi dibattiti su modelli esistenti e nuovi di sistemi di utenza e autoconsumo. La questione fondamentale, però, non si gioca sui modelli, ma sulla capacità del sistema di sopportare elevate quantità di autoconsumo: come in ogni mercato, i modelli hanno la loro importanza, ma è lo spessore di tale mercato e l'effettiva operabilità che ne determinano le sorti.

Prima quindi di addentrarsi in infiniti discorsi modellistici che rischiano di rimanere fini a sé stessi, la vera e prima domanda da porsi è quanto potrebbe valere tale mercato e se il sistema è in grado di reggere l'impatto che gli effetti di tale mercato avrebbe a livello di accettabilità sociale (in termini di redistribuzione tariffaria).

Come a suo tempo, all'avvio dell'espandersi della generazione distribuita, l'autorità di regolazione italiana si preoccupò di valutare la *hosting capacity* delle reti è naturale che ora serva occuparsi, prima di qualunque altra cosa, della *social acceptability* degli effetti tariffari indotti dai sistemi di utenza.

Seguendo questo percorso è utile richiamare i potenziali di sviluppo delle due tecnologie principalmente candidate per lo sviluppo dei sistemi di utenza, vale a dire la cogenerazione (efficiente) e la produzione di energia elettrica da solare fotovoltaico. Quanto alla cogenerazione, basti ricordare le valutazioni effettuate dal Ministero dello Sviluppo Economico, attraverso il GSE, sul potenziale della CAR secondo le indicazioni di cui all'articolo 10 del d. lgs. 102/2014 di recepimento della Direttiva 2012/27/UE⁵². Il potenziale tecnico stimato di energia elettrica da cogenerazione è indicato nella seguente tabella.

⁵¹ Cosiddetto fenomeno della sperequazione tariffaria/redistribuzione tariffaria.

⁵²

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/it_potenziale_car_tlr_nazionale_e_regionale_dic_2016.pdf

Potenziale (tecnico) cogenerazione - Energia elettrica (GWh)						
Settori	Monofamiliare		Medio condominio		Grande condominio	Totale
Domestico	6.226		1.968		1.717	8.194
Terziario	Sanità		Alberghiero		Altro	
	Struttura sanitaria minore	Ospedale	Piccolo albergo	Grande albergo		
	1.614	2.521	352	595	1.843	7.469
Industriale						40.637
Totale						56.300

In via conservativa, per le valutazioni che seguiranno, viene considerato il potenziale tecnico e non quello economico (che è inferiore a quello tecnico) proprio in quanto si presuppone che le scelte politiche vadano nella direzione di rilassare i vincoli normativi che in questo momento impediscono di passare dal potenziale economico verso quello tecnico.

Per quanto concerne il potenziale di produzione fotovoltaica rimangono valide, in via presuntiva, le valutazioni dell'International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS, Task 7) che ha quantificato il potenziale del fotovoltaico integrato negli edifici in alcuni dei Paesi OCSE. Per l'Italia è stata stimata un'area di tetti potenzialmente disponibile all'inserimento del FV pari a 763,53 km² (410 km² circa per gli edifici residenziali ed il restante in edifici agricoli, industriali e commerciali) e un'area per le facciate pari a 286,32 km² (per un valore totale pro-capite pari a circa 18 m²). La produzione potenziale da fotovoltaico in Italia sarebbe pari a circa 126 TWh/anno⁵³

L'energia autoconsumata nei sistemi di utenza potrebbe quindi passare dagli attuali 30 TWh ad un intervallo potenziale compreso tra 100 e 150 TWh.

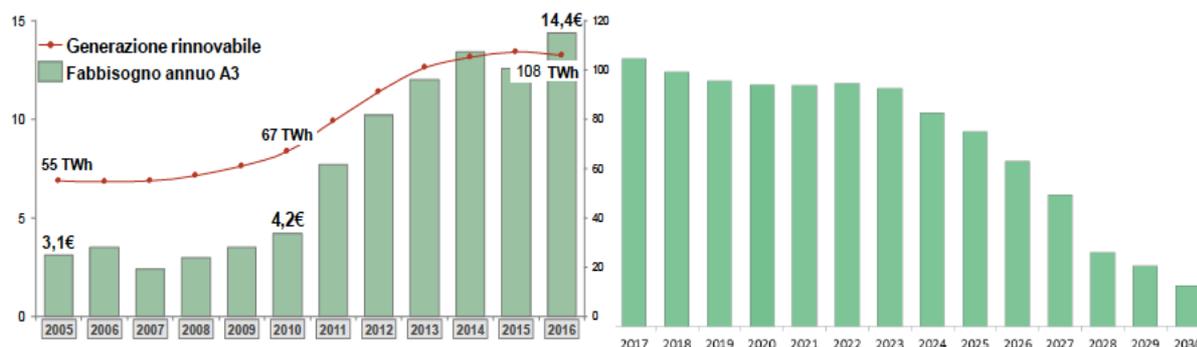
Quali sono altre variabili entrano in gioco? Di esse serve effettuare una distinzione tra quelle che rappresentano un costo evitato, cioè i costi di trasporto e i costi di dispacciamento e non da ultimo l'andamento nel tempo degli oneri di sistema che devono essere coperti, nonché le previsioni di domanda del sistema elettrico.

Ragionando da qui al 2030, volendo effettuare una prima valutazione di carattere generale, trascurando gli effetti di efficientamento indotti dal meccanismo del "RPI-X" che è alla base della tecnica tariffaria stabilita dalla legge 481/1995, si può assumere una sostanziale costanza dei costi di rete. Altra cosa è la valutazione prospettica dell'andamento dei costi di dispacciamento che seguiranno l'andamento dell'incremento della penetrazione della VRE (*variable renewable energy*) nel sistema: ai fini delle valutazioni preliminari si è assunto che l'onere complessivo che deve essere coperto dalla componente di *uplift* della bolletta elettrica cresca del 50% rispetto al livello attuale. Quest'ultima ipotesi assume che presso l'utente si sviluppino adeguati sistemi di *energy management* attraverso sistemi di *storage* e che il mercato, attraverso il ruolo degli aggregatori, riesca ad effettuare un controllo del profilo dell'aggregato in maniera attiva (tutte ipotesi che vanno nella direzione di contenere l'incremento degli oneri di dispacciamento).

Quanto alla traiettoria degli oneri generali si assume quanto indicato ufficialmente dalla SEN 2017 (cfr. seguente figura): questo presuppone che il sistema sia in grado di proseguire nello sviluppo della produzione di elettricità da fonti rinnovabili con tecnologie e strumenti in grado di non appesantire ulteriormente la traiettoria prevedibile degli oneri di sistema⁵⁴.

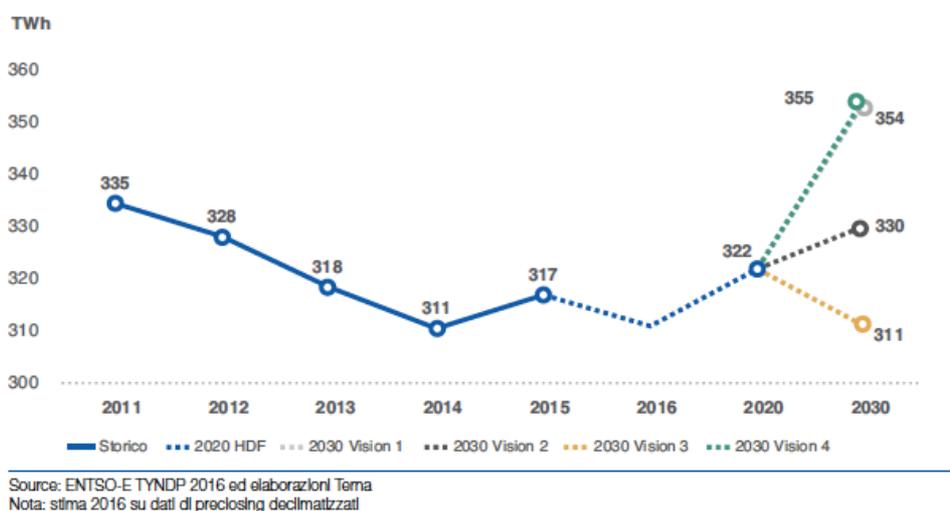
⁵³ <http://www.iea-pvps.org/>

⁵⁴ <https://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/Testo-integrale-SEN-2017.pdf>



Quanto alle previsioni della domanda elettrica si può assumere uno scenario di alta penetrazione del vettore elettrico secondo quanto indicato nelle elaborazioni della previsione dell'andamento della domanda effettuate da Terna⁵⁵ che prevedono un potenziale di crescita dei consumi, in tale scenario, pari a 333 TWh (consumi al netto delle perdite di rete – rif. figura seguente).

FIGURA 4 - POSSIBILI EVOLUZIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN ITALIA: LE 4 VISION TYNDP 2016



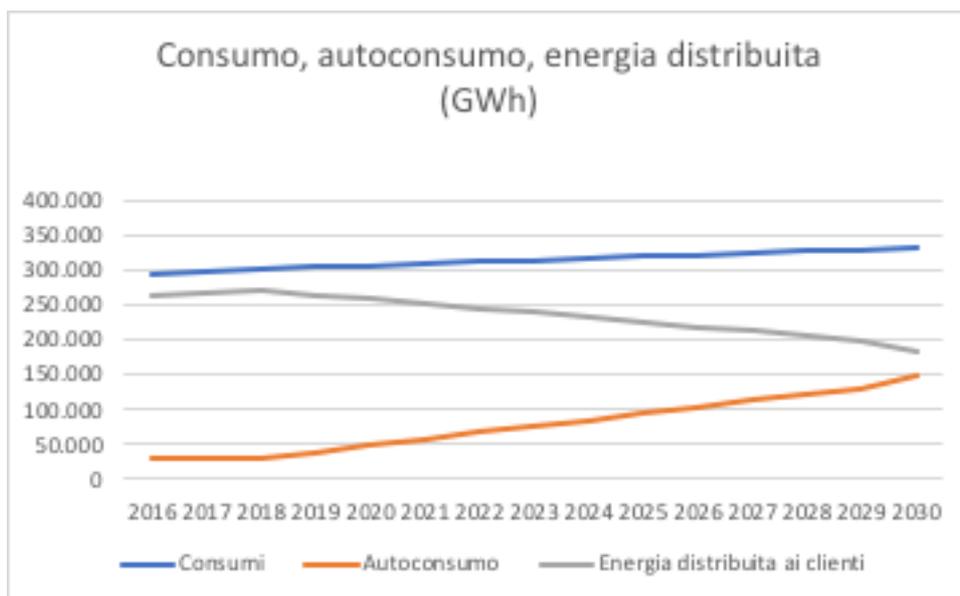
La problematica di base sta nel comprendere se sulla base di tutto quanto sopra indicato sia possibile misurare l'effetto redistributivo tra utenze in sistemi di utenza e utenze singole degli oneri di sistema al fine di fornire uno strumento di controllo e gestione del processo di evoluzione dei sistemi di utenza. E' da assumere che il regime generale di applicazione degli oneri di rete e di sistema come stabilito dalla legge 27 febbraio 2017 sia mantenuto nel tempo⁵⁶.

Sulla base delle ipotesi effettuate, gli andamenti della domanda, dell'autoconsumo e conseguentemente dell'energia distribuita che è quella cui sarebbero applicati gli oneri sono i seguenti⁵⁷:

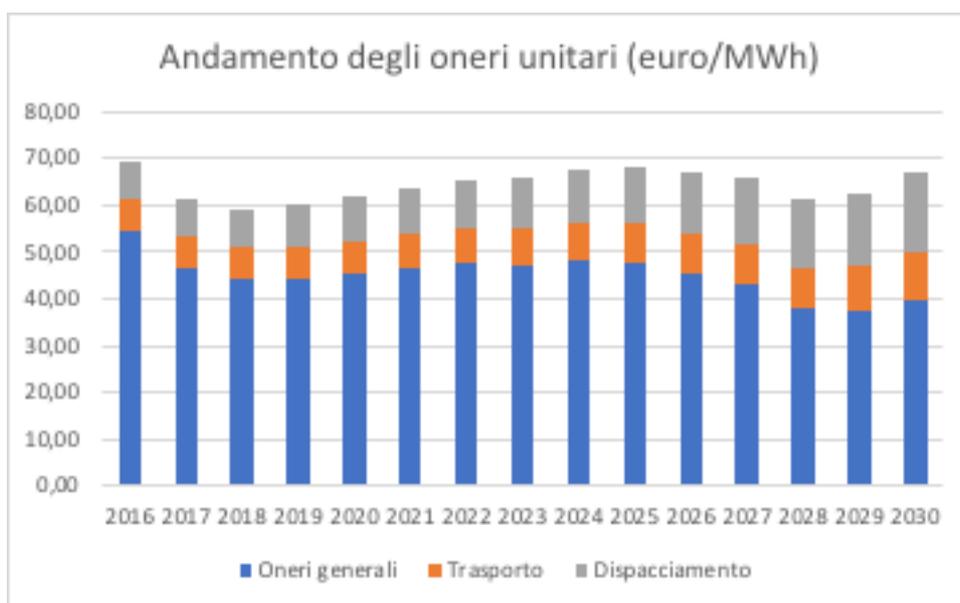
⁵⁵ <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisoni/previsionidelladomandaelettrica.aspx>

⁵⁶ Non si considerano in questa fase ipotesi di spostamento degli oneri di sistema al di fuori del sistema elettrico, cosa che peraltro, potrebbe avere un effetto a detrimento della redditività dei sistemi di utenza.

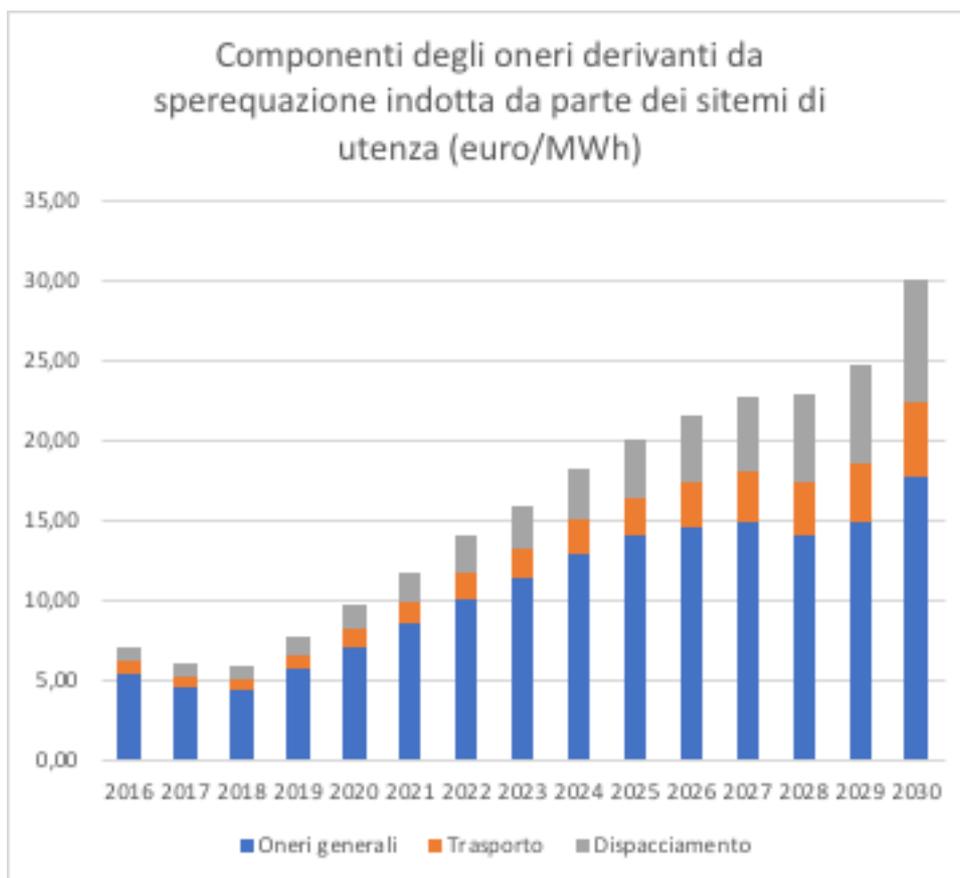
⁵⁷ Si trascurano, in prima istanza, gli effetti di riduzione della base pagante derivante dalla manovra a sostegno delle imprese energivore. Tali effetti dovranno comunque rientrare nella funzione generale di controllo della sperequazione tariffaria.



L'andamento evolutivo degli oneri nelle tre componenti oneri generali, trasporto e dispacciamento sarebbe il seguente:



Di cui la componente sperequativa indotta dall'incremento dei sistemi in autoconsumo sarebbe la seguente:

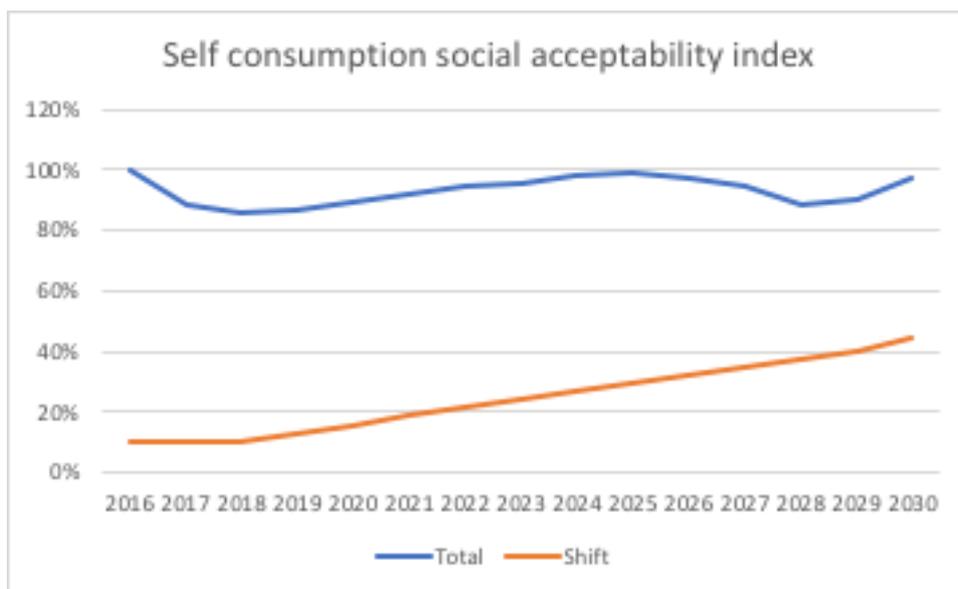


21. La funzione di controllo dell'accettabilità sociale

La funzione di controllo che misura l'accettabilità sociale dell'autoconsumo potrebbero essere basata su due componenti:

- la prima, totale, che misura l'andamento degli oneri unitari che non dovrà mai superare il valore del 100% assunto tale il valore degli oneri in un anno iniziale di riferimento (nel caso in esame, l'anno 2016)
- la seconda (di sperequazione – shift) che misurerà per quale componente l'onere complessivo va a sostenere la diffusione dell'autoconsumo.

Si dimostra che, a certe condizioni, l'attuale autoconsumo di 30 TWh può spingersi fino a livelli di circa 150 TWh (date tutte le ipotesi predette) al 2030 senza che vi siano incrementi di oneri (unitari) per gli utenti rispetto alla situazione attuale.



- Le valutazioni effettuate, pur se di carattere generale, hanno una loro valenza in quanto conservative: si suppone infatti che tutti gli oneri siano corrisposti con componente tariffaria variabile, cosa che non è alla luce dell'attuale struttura trinomina della tariffa, l'incremento ipotizzato della domanda elettrica è del tutto credibile.
- Il percorso ipotizzato è fattibile se saranno introdotte nel sistema componenti di gestione attiva della domanda e dei sistemi di utenza misti, se lo *storage* sarà adeguatamente sviluppato e se saranno introdotti modelli di sistemi di utenza effettivamente gestibili.
- Nonostante si riesca a dimostrare che è possibile sostenere un sensibile incremento dell'energia in autoconsumo senza incrementare gli oneri unitari sulla bolletta, una possibile evoluzione potrebbe essere quella di rapportare l'andamento prospettico degli oneri in relazione al loro peso nel costo complessivo di approvvigionamento: ciò costituisce un ulteriore elemento importante di accettabilità sociale della manovra.

22. Generalizzazione della definizione di sistemi di utenza

La generalizzazione dei sistemi di utenza potrebbe avvenire a partire dalle variabili già esistenti di modo che la caratterizzazione dei sistemi potrebbe essere basata sulla seguente articolazione.

- Sistemi di utenza dotati di infrastruttura propria tra cui rientrano:
 - Sistemi di utenza semplici (gli attuali SEU)
 - Sistemi di utenza a rete (reti private e SDC)
- Sistemi di utenza *non* dotati di infrastruttura propria

A questo livello l'anticipazione di precise definizioni è ancora immatura e necessita di un ampio processo di consultazione nell'ottica di stabilire un quadro normativo di medio e lungo termine. L'elaborazione delle definizioni sarà oggetto di integrazione del presente studio nel prossimo futuro.

23. Regolazione dei sistemi di utenza non dotati di rete propria: il caso delle comunità energetiche

Il termine comunità energetica è ormai più e più volte citato nell'ambito dell'evoluzione del mercato elettrico e dei sistemi di utenza. Ad essa si ricorre sovente per immaginare un futuro collaborativo tra utenti per la valorizzazione del territorio e delle energie diffuse. A ben vedere, per molti aspetti il modello sottostante ad una comunità energetica potrebbe non essere poi così lontano dal modello cooperativo che già trova un inquadramento nell'ordinamento nazionale tanto a livello legislativo quanto a livello regolatorio. Con il presente articolo si intende effettuare un'esercitazione di trasposizione della regolazione delle cooperative storiche su nuove realtà cooperative alla base di quello che potrebbe essere una comunità energetica.

Le cooperative storiche

Ai fini dell'esercizio che ci si appresta a fare, appare di particolare interesse l'analisi delle cooperative che, attualmente, sono intercettate dalla relazione vigente solo in relazione a quelle di carattere storico (https://www.arera.it/allegati/docs/12/046-12ticoop_ti.pdf). Più in generale, la definizione di cooperativa è quella di una società costituita non a fini di lucro, ma per garantire ai soci una maggiore equità economica rispetto a quella del mercato. Ai fini della regolazione la cooperativa è un soggetto giuridico organizzato in forma cooperativa, la cui finalità è quella di produrre energia elettrica prevalentemente destinata alla fornitura dei propri soci.

Più in particolare, la cooperativa storica è una cooperativa di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8 della legge 1643/62, già esistente alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 79/99 (quindi già esistente alla data di avvio di liberalizzazione del sistema elettrico nazionale).

Nell'ambito delle cooperative si distinguono due fattispecie:

- cooperativa storica concessionaria - una cooperativa storica che ha ottenuto la concessione per la distribuzione dell'energia elettrica;
- cooperativa storica non concessionaria - una cooperativa storica che opera in un ambito territoriale per il quale la concessione per la distribuzione è in capo ad un'impresa terza.

Le cooperative storiche possono avere rete propria così come essere senza rete propria: in particolare la cooperativa senza rete è una cooperativa storica non concessionaria che non ha nella propria disponibilità una rete per la distribuzione dell'energia elettrica ai propri soci.

In relazione alla tipologia di connessione alla rete della cooperativa, i soci della cooperativa possono essere diretti o indiretti: il cliente socio diretto è un soggetto titolare di un'utenza direttamente connessa alla rete elettrica nella disponibilità della cooperativa. Per contro il cliente socio indiretto è un cliente socio titolare di un'utenza connessa alla rete elettrica di un soggetto diverso dalla cooperativa.

E' del tutto evidente che nel caso in cui la cooperativa non abbia una rete propria, i clienti soci sono tutti della tipologia indiretta, mentre si può verificare che, nel caso in cui la cooperativa abbia una propria rete vi siano anche clienti non soci cioè soggetti diversi dai clienti soci diretti titolari di un'utenza direttamente connessa alla rete elettrica della cooperativa.

Nell'ambito di una cooperativa si definisce in via generale energia autoprodotta quella prodotta dagli impianti di produzione della cooperativa e destinata al consumo dei clienti soci della medesima cooperativa, di questa:

- l'energia autoprodotta "in sito" è l'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione diretti destinata al consumo dei clienti soci diretti della medesima cooperativa (questo ovviamente presuppone che la cooperativa abbia rete propria);

- l'energia autoprodotta "fuori sito" è l'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione diretti (sempre nell'ipotesi che la cooperativa abbia una rete propria⁵⁸) destinata al consumo dei clienti soci connessi ad una rete terza e l'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione connessi ad una rete terza e destinata al consumo dei clienti soci (questo il caso in cui la cooperativa non abbia una rete propria).

Di particolare interesse per lo sviluppo prospettico dei sistemi di utenza è l'analisi della regolazione esistente per le cooperative non titolari di una concessione di distribuzione, ma pur sempre dotate di rete propria⁵⁹. La rete elettrica della cooperativa sarà connessa ad una o più reti elettriche del concessionario in punti che vengono detti punti di interconnessione in relazione ai quali la cooperativa è vista come una impresa di distribuzione sottesa. Per semplicità di trattazione, la normativa vigente viene applicata al solo caso in cui i clienti soci (clienti finali o produttori) della cooperativa siano tutti clienti diretti e cioè connessi alla rete elettrica della cooperativa.

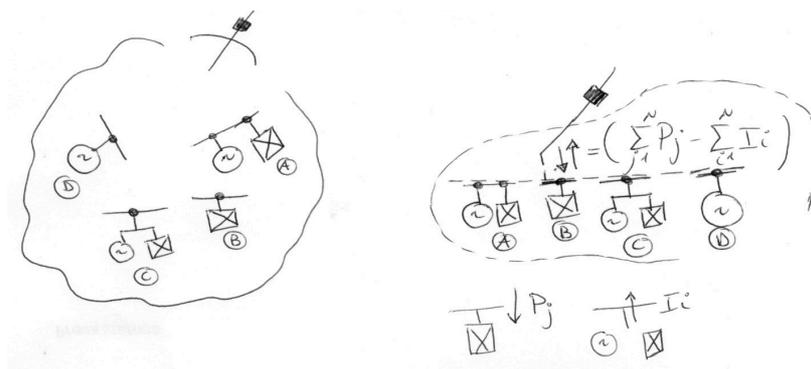


In questo caso accade che:

- per la fornitura di energia elettrica ai clienti soci, la cooperativa storica non concessionaria opera nel mercato per conto proprio o conferendo un mandato senza rappresentanza ad un grossista
- le immissioni e i prelievi corrispondenti rispettivamente a punti di immissione e a punti di prelievo corrispondenti ai clienti soci o alla cooperativa (è questo, per esempio il caso di un impianto di produzione nella titolarità della cooperativa) sono contabilizzati come se virtualmente connessi al punto di interconnessione tra la rete della cooperativa e la rete dell'impresa di distribuzione. E' ovviamente evidente che i singoli clienti soci possono essere anche utenze miste cioè, oltre che consumatori possono anche essere soggetti dotati di impianti di produzione). In pratica la cooperativa è come se fosse trattata come un hub in cui l'energia interna prodotta e consumata viene scambiata direttamente tra i clienti soci della cooperativa

⁵⁸ Impianto di produzione diretto è un impianto di produzione di energia elettrica della cooperativa connesso direttamente alla rete elettrica della medesima e destinato alla fornitura dei clienti soci.

⁵⁹ Si sottolinea il fatto che la cooperativa che dovesse avere una propria rete ha, secondo l'autorità di regolazione nazionale, l'obbligo di messa a disposizione e nei confronti dei clienti non soci esse devono essere gestite come vere e proprie reti di distribuzione.



- la società cooperativa regola economicamente con un grossista il saldo complessivo (su base oraria) tra immissioni e prelievi così determinati
- la società cooperativa versa gli oneri di sistema per quanto riguarda la quota energia (euro/kWh) solo e unicamente in relazione al prelievo netto effettuato dal hub, per quanto riguarda la quota fissa (euro/punto) e la quota potenza (euro/kW) in relazione ai dati relativi al punto di interconnessione tra la cooperativa e la rete del concessionario. Sarà poi compito della cooperativa distribuire tra i soci gli oneri corrisposti (senza però rispondere a regole precise di ripartizioni così come attualmente definite per i sistemi di distribuzione chiusi)

Allo stato, secondo quanto stabilito dall'Autorità, una nuova cooperativa non può disporre di una propria rete di trasporto di energia elettrica per la fornitura di energia elettrica dei propri soci. Tale attività, secondo l'Autorità, si configurerebbe come attività di distribuzione e pertanto non può essere svolta se non in presenza di una concessione per lo svolgimento del servizio pubblico di distribuzione rilasciata ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 79/99. Ciò non toglie che l'approccio "ad hub" sarebbe applicabile in riferimento ad utenze connesse alle reti pubbliche (ferma restando la necessità di contabilizzare adeguatamente l'effetto dell'hub sul bilancio energetico della rete su cui si trova inserita).

Allegato 1
Definizioni SSPC
(ARERA)

Definizioni rilevanti in relazione alle configurazioni private ammissibili, con particolare riferimento ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

In un contesto, quale quello nazionale, in cui l'attività di distribuzione e di trasmissione è assegnata in concessione, è necessario identificare le configurazioni private che possono essere realizzate. Per questo motivo è necessario disporre di opportune definizioni.

Al riguardo, è prima di tutto necessario distinguere tra i sistemi di distribuzione chiusi e i sistemi semplici di produzione e consumo.

I **sistemi di distribuzione chiusi (SDC)** sono reti elettriche private che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che, in generale, non riforniscono clienti civili (con alcune eccezioni quali i nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile, ivi inclusi i nuclei familiari per i quali esistono rapporti di lavoro con aziende connesse a un SDC e inizialmente facenti parte dello stesso gruppo societario di appartenenza del proprietario del SDC). Tali sistemi, nella titolarità e gestione di soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici concessionarie, sono caratterizzati dalla condizione che, per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti dei sistemi in questione sono integrati oppure dalla condizione che distribuiscono energia elettrica principalmente ai proprietari o ai gestori dei sistemi o alle loro imprese correlate. I SDC sono quindi sostanzialmente riconducibili a sistemi caratterizzati dalla presenza di una pluralità di clienti finali e (eventualmente) produttori. I SDC, a loro volta, sono suddivisi in Reti Interne d'Utenza (RIU - qualora sono rispettate anche le condizioni di cui all'articolo 33 della legge 99/09) e altri sistemi di distribuzione chiusi (ASDC). Allo stato attuale sono consentiti nell'ambito dei SDC solo i sistemi esistenti alla data di entrata in vigore della legge 99/09 (15 agosto 2009).

I **sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC)** sono invece sistemi caratterizzati dall'insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, 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.

Tali sistemi comprendono:

- a) i sistemi di autoproduzione (SAP);
- b) i sistemi efficienti di utenza (SEU);
- c) gli altri sistemi esistenti (ASE);
- d) i sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU).

A loro volta nell'ambito dei SAP è possibile distinguere:

- a) le cooperative storiche dotate di rete propria;
- b) i consorzi storici dotati di rete propria;
- c) gli altri sistemi di autoproduzione (ASAP),

dove:

- la **cooperativa storica dotata di rete propria** è ogni società cooperativa di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1963/62, che ha nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci;
- i **consorzi storici dotati di rete propria** sono i consorzi o le società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente al 1 aprile 1999, che ha nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci.

In particolare le cooperative storiche dotate di rete propria ed i consorzi storici dotati di rete propria sono ricompresi nell'ambito dei SAP esclusivamente in relazione all'attività di trasporto e fornitura di energia elettrica per i propri clienti soci diretti.

Escludendo dagli SSPC le cooperative storiche dotate di rete propria ed i consorzi storici dotati di rete propria, si ottengono gli altri sistemi semplici di produzione e consumo (ASSPC) che, pertanto, sono l'insieme delle seguenti sottocategorie di SSPC:

- a) gli altri sistemi di autoproduzione (ASAP);
- b) i sistemi efficienti di utenza (SEU);
- c) altri sistemi esistenti (ASE);
- d) i sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU) diversi dalle cooperative storiche e dai consorzi storici.

Gli ASSPC sono quindi sostanzialmente sistemi caratterizzati dalla presenza di un solo cliente finale e un solo produttore o (qualora siano ammessi i gruppi societari come meglio declinato nel seguito) riconducibili a sistemi con un solo cliente finale e un solo produttore.

Più in dettaglio:

- a) l'**altro sistema di autoproduzione (ASAP)** è un sistema in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante;
- b) il **sistema efficiente di utenza (SEU)** è un sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione;
- c) gli **altri sistemi esistenti (ASE)** sono sistemi, non già rientranti nelle altre configurazioni definite con il presente provvedimento nell'ambito degli SSPC, in cui una linea elettrica di trasporto collega una o più unità di produzione gestite, in qualità di produttore, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario, ad una unità di consumo gestita da una persona fisica in qualità di cliente finale o ad una o più unità di consumo gestite, in qualità di cliente finale, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario. In sostanza, gli ASE vengono definiti al fine di attribuire una qualifica a tutti i sistemi esistenti, non classificabili tra le reti elettriche, che non possono rientrare nelle altre tipologie espressamente previste dalle leggi vigenti;
- d) i **sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU)** sono realizzazioni che soddisfano tutti i requisiti di cui ai punti i. e ii. e almeno uno dei requisiti di cui ai punti iii., iv., v. e vi.:
 - i. sono realizzazioni per le quali l'iter autorizzativo, relativo alla realizzazione di tutti gli elementi principali (unità di consumo e di produzione, relativi collegamenti privati e alla rete pubblica) che le caratterizzano è stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008;
 - ii. sono sistemi esistenti alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, ovvero sono sistemi per cui, alla predetta data, sono stati avviati i lavori di realizzazione ovvero sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;
 - iii. sono sistemi che rispettano i requisiti dei SEU;
 - iv. sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite dal medesimo soggetto giuridico che riveste, quindi, il ruolo di produttore e di unico

cliente finale all'interno di tale sistema. L'univocità del soggetto giuridico deve essere verificata alla data di entrata in vigore del presente provvedimento ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema. Nel caso di soggetti che, nel periodo compreso tra il 6 maggio 2010 e l'1 gennaio 2014, erano, anche limitatamente a una parte del suddetto periodo, sottoposti al regime di amministrazione straordinaria, l'univocità del soggetto giuridico titolare dell'unità di produzione e dell'unità di consumo di energia elettrica deve essere verificata alla data dell'1 gennaio 2016;

- v. sono sistemi già in esercizio al 1 gennaio 2014 (data di entrata in vigore della prima versione del TISSPC) caratterizzati, alla medesima data, da una o più unità di consumo tutte gestite, in qualità di cliente finale, dal medesimo soggetto giuridico o da soggetti giuridici diversi purché tutti appartenenti al medesimo gruppo societario;
- vi. sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite da soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. L'appartenenza dei soggetti allo stesso gruppo societario deve essere verificata al 2 febbraio 2016 (data di entrata in vigore della legge 221/15) ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema.

I SEESEU possono essere classificati in quattro categorie:

- d1) i **SEESEU-A** sono i sistemi che soddisfano i requisiti di cui ai punti i., ii. e iv. di cui alla precedente lettera d), ovvero, dal 2 febbraio 2016, i sistemi che soddisfano i requisiti di cui ai punti i., ii., e vi. di cui alla precedente lettera d); essi, pertanto, sono sistemi esistenti (nel senso specificato ai punti i., ii.) caratterizzati dalla presenza di un unico soggetto giuridico che, al tempo stesso, assume la qualifica di cliente finale e di produttore. Tali sistemi costituiscono l'insieme minimo dei SEESEU previsto dal decreto legislativo 115/08 e non richiedono la presenza esclusiva di impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento;
- d2) i **SEESEU-B** sono i sistemi che soddisfano i requisiti di cui ai punti i., ii. e iii. di cui alla precedente lettera d); essi, pertanto, sono sistemi esistenti (nel senso specificato ai punti i., ii.) che rispettano i requisiti previsti per i SEU (possono quindi presentare un solo cliente finale e un solo produttore tra loro diversi, oltre che impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento). Rientrano tra i SEESEU-B, a decorrere dall'1 gennaio 2016 anche i sistemi inizialmente classificati tra i SEESEU-C che hanno potuto essere ricompresi tra i SEESEU-B¹;
- d3) i **SEESEU-C** sono i sistemi che soddisfano i requisiti di cui ai punti i., ii. e v. di cui alla precedente lettera d); essi, pertanto, sono sistemi esistenti (nel senso specificato ai punti i., ii.) e già in esercizio all'1 gennaio 2014. Questa tipologia di sistemi è a termine e ha cessato i propri effetti il 31 dicembre 2015 (con l'unica eccezione dei sistemi che avevano i requisiti per diventare SEESEU-A a decorrere dal 2 febbraio 2016, per i quali la tipologia SEESEU-C ha trovato applicazione fino a tale data);
- d4) i **SEESEU-D** sono i sistemi inizialmente identificati come Reti Interne di Utenza, caratterizzati dalla presenza di un unico produttore, sia esso un'unica persona giuridica o un insieme di società appartenenti al medesimo gruppo societario, e un unico cliente finale, sia esso un'unica persona giuridica o un insieme di società appartenenti al medesimo gruppo societario.

¹ I SEESEU-C vengono annoverati tra i SEESEU-B qualora siano rispettati tutti i seguenti vincoli:

- alla data dell'1 gennaio 2014 i soggetti giuridici, eventualmente diversi, che gestiscono le unità di consumo di energia elettrica devono appartenere ad un unico gruppo societario, indipendentemente dalla presenza di uno o più soggetti giuridici che gestiscono gli impianti di produzione;
- entro il 31 luglio 2015 tutti gli impianti di produzione presenti all'interno della predetta configurazione devono essere gestiti da un unico produttore e tutte le unità di consumo presenti all'interno della predetta configurazione devono essere gestite da un unico cliente finale, non necessariamente coincidente con il predetto produttore;
- entro il 31 luglio 2015 i predetti impianti di produzione devono essere alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento sulla base della valutazione preliminare di impianto di generazione ad alto rendimento.

Infine, è possibile identificare separatamente i sistemi per i quali trova applicazione lo scambio sul posto. In particolare:

- e) gli **SSP-A** sono ASSPC in regime di scambio sul posto caratterizzato da soli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e con una potenza installata complessiva non superiore a 20 kW;
- f) gli **SSP-B** sono ASSPC in regime di scambio sul posto non rientrante nella categoria di SSP-A.

Tutte le definizioni e le articolazioni sopra riportate sono state inizialmente definite dalla normativa primaria (e, in alcuni casi, meglio precisate dall'Autorità):

- 1) al fine di individuare le configurazioni private effettivamente realizzabili, in un contesto in cui il trasporto di energia elettrica ai clienti finali è svolto in regime di concessione (attività di distribuzione e/o trasmissione di energia elettrica);
- 2) anche – e soprattutto – al fine di attribuire alle diverse tipologie di configurazione privata diversi trattamenti tariffari.

Poiché ogni sistema potrebbe rientrare in più di una tipologia tra quelle sopra elencate, è stata anche definita una scala di priorità ai fini dell'identificazione. Pertanto, un sistema elettrico che possiede tutti i requisiti per poter essere classificato in almeno due delle categorie, viene classificato come:

- i) SSP-A, qualora rispetta i requisiti di cui alla lettera e);
- ii) SSP-B, qualora rispetta i requisiti di cui alla lettera f);
- iii) SEESEU-A, qualora non rispetta i requisiti per essere classificato come SSP-A o SSP-B ma rispetta i requisiti di cui alla lettera d1);
- iv) SEESEU-B, qualora non rispetta i requisiti per essere classificato come SSP-A o SSP-B, né come SEESEU-A, ma rispetta i requisiti di cui alla lettera d2);
- v) SEU, qualora non rispetta i requisiti per essere classificato come SSP-A o SSP-B, né come SEESEU-A, né come SEESEU-B, ma rispetta i requisiti di cui alla lettera b);
- vi) SEESEU-C, qualora non rispetta i requisiti per essere classificato come SSP-A o SSP-B, né come SEESEU-A, né come SEESEU-B, né come SEU, ma rispetta i requisiti di cui alla lettera d3);
- vii) SEESEU-D, qualora non rispetta i requisiti per essere classificato come SSP-A o SSP-B, né come SEESEU-A, né come SEESEU-B, né come SEU, né come SEESEU-C, ma rispetta i requisiti di cui alla lettera d4);
- viii) ASAP, qualora non rispetta i requisiti per essere classificato come SSP-A o SSP-B, né come SEESEU-A, né come SEESEU-B, né come SEU, né come SEESEU-C, ma rispetta i requisiti di cui alla lettera a);
- ix) ASE, qualora rispetta esclusivamente i requisiti di cui alla lettera c).

Nuove configurazioni impiantistiche caratterizzate dalla presenza di una o più unità di consumo e una o più unità di produzione, che non rientrano nella categoria delle reti elettriche, né in alcuno dei sottoinsiemi che compongono l'insieme dei SSPC, sono configurazioni non ammissibili e pertanto non devono essere connesse alla rete elettrica.

Come già anticipato, ciascuna delle richiamate fattispecie di configurazioni private, fino al 31 dicembre 2016, presentava un proprio specifico trattamento tariffario in relazione alle componenti a copertura degli oneri generali di sistema.

Successivamente, per effetto dell'articolo 6, comma 9, del decreto-legge 244/16 (cd. decreto-legge milleproroghe):

- a decorrere dall'1 gennaio 2017 non vi è più alcuna differenza, dal punto di vista dell'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, tra le diverse tipologie di ASSPC realizzabili né tra le diverse tipologie di SDC consentite. Per tutte le configurazioni private realizzabili (siano esse SSPC o SDC), infatti, le parti variabili delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema trovano applicazione solo

all'energia elettrica prelevata da rete pubblica. Tuttavia, allo stato attuale, le sopra richiamate definizioni non sono state modificate nel quadro normativo e, pertanto, continuano a mantenere la propria validità ai fini della corretta identificazione delle configurazioni private consentite;

- cessano altresì gli effetti delle norme abrogate non ancora perfezionati (in relazione all'applicazione della parte variabile delle componenti tariffarie A e UC sull'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica, ivi inclusa l'applicazione limitata al 5% della predetta parte variabile nel caso di SEU, SEESEU e RIU);
- le componenti tariffarie che avrebbero dovuto essere applicate all'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica non sono più esigibili, anche in relazione ai periodi antecedenti all'1 gennaio 2017, con l'unica eccezione della componente di cui all'articolo 4, comma 1-bis, del decreto-legge 314/03 (componente tariffaria MCT a copertura delle compensazioni territoriali agli enti locali che ospitano impianti nucleari). Quest'ultima, infatti, continua a trovare applicazione all'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica nel caso di ASSPC e SDC diversi da SEU, SEESEU-A e SEESEU-B (esentati per effetto dell'articolo 4 del decreto legislativo 56/10) nonché diversi dai SEESEU-D (originariamente classificati tra le RIU ed esentati per effetto dell'articolo 33, comma 6, della legge 99/09) e dalle RIU (esentate per effetto dell'articolo 33, comma 6, della legge 99/09).

Una siffatta disposizione normativa impone la revisione della regolazione vigente, ferma restando l'esigenza di completare la razionalizzazione sistemica delle configurazioni private già in essere (affinché siano inquadrate nelle fattispecie consentite sulla base delle definizioni attualmente vigenti, inducendo gli eventuali clienti finali "nascosti" a regolarizzarsi tramite connessione, diretta o indiretta, alla rete pubblica o tramite identificazione di un ASSDC).

Pertanto, alla luce dell'innovato contesto normativo, per quanto riguarda la corretta identificazione degli ASSPC:

- qualora al 31 dicembre 2016 sia già stata presentata richiesta di qualifica di SEU o SEESEU, il GSE completa l'attività istruttoria verificando in quale categoria, tra quelle previste di ASSPC, ricade il sistema in oggetto riportandone l'esito sul sistema GAUDÌ;
- a decorrere dall'1 gennaio 2017 non è più necessario presentare al GSE richiesta di qualifica di SEU o SEESEU. Trova applicazione solo il normale iter di connessione. Qualora si voglia procedere a richiedere per il predetto ASSPC l'accesso al regime di scambio sul posto, si applica il normale iter previsto dagli articoli 3, 4 e 4bis del TISP². In caso di accesso al regime di scambio sul posto, il GSE qualifica l'ASSPC come SSP-A o SSP-B, dandone comunicazione al sistema GAUDÌ;
- nel caso di un ASSPC per il quale il richiedente ha comunque presentato richiesta di qualifica di SEU o SEESEU nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2017 e il 30 aprile 2017, il richiedente, in alternativa, può:
 - a) rinunciare all'istanza di qualifica entro il 31 maggio 2017. In tali casi il GSE comunica al sistema GAUDÌ la tipologia di ASSPC che i richiedenti hanno indicato nell'istanza iniziale;
 - b) non rinunciare all'istanza di qualifica. In tali casi il GSE completa l'attività istruttoria verificando in quale categoria, tra quelle previste di ASSPC, ricade il sistema in oggetto riportandone l'esito sul sistema GAUDÌ;
- il GSE implementa una procedura finalizzata a identificare gli ASSPC già in esercizio alla data del 30 aprile 2017 per i quali non è stata presentata nessuna richiesta di qualifica, sulla base di modalità autonomamente definite previa verifica del Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità, riportando l'esito sul sistema GAUDÌ. Tale attività viene effettuata a partire dai dati e dalle informazioni a qualunque titolo già in

² Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/efr.

possesto del GSE, dai dati resi disponibili dai gestori di rete su richiesta del medesimo GSE quali, a titolo d'esempio, quelli afferenti ai punti di connessione utilizzati sia per le immissioni sia per i prelievi di energia elettrica non afferenti a produttori puri di energia elettrica, ovvero a partire dai dati disponibili presso CSEA o presso il Sistema Informativo Integrato (SII), nonché dai dati contenuti nelle dichiarazioni fornite all'Agenzia delle Dogane.

Le attività che rimangono in capo al GSE, semplificate rispetto a quelle precedenti al decreto-legge milleproroghe, hanno sostanzialmente la finalità di evitare la presenza di clienti finali "nascosti" all'interno delle configurazioni già in essere. Tali clienti finali, pertanto, sono tenuti a richiedere la connessione diretta o indiretta alla rete pubblica ovvero, qualora ne ricorrano le condizioni a richiedere di essere identificati come ASDC. Sempre per tale finalità, l'Autorità, avvalendosi del GSE, effettua verifiche a campione sulle configurazioni private ivi incluse quelle di prossima costituzione.

Per quanto riguarda la corretta identificazione degli ASDC, sono state estese le medesime modalità già previste per le RIU. Pertanto, i soggetti che ritengono di possedere i requisiti per identificarsi come ASDC sono tenuti a darne comunicazione all'Autorità e, per conoscenza, al gestore della rete pubblica su cui insiste il punto di interconnessione principale e all'impresa distributrice concessionaria responsabile sul territorio su cui insiste la maggior parte della rete privata (se diversa), allegando la documentazione necessaria (si veda, in particolare, l'articolo 9 del TISDC³ e l'Allegato A alla deliberazione 442/2016/R/eel). A seguito di apposita istruttoria, l'Autorità pubblica il Registro degli ASDC, così come già effettuato per le RIU (si veda, al riguardo, la deliberazione 788/2016/R/eel), e definisce per ogni ASDC il proprio perimetro geografico.

Ai fini della corretta identificazione degli ASSPC e degli SDC sulla base delle rispettive definizioni, è necessario prima di tutto individuare correttamente i clienti finali e i produttori. Al riguardo, si ricorda che:

- 1) **produttore** di energia elettrica o produttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto. 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;
- 2) **cliente finale** è la 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. Di seguito vengono richiamate le disposizioni regolatorie attualmente vigenti finalizzate a identificare i clienti finali del settore elettrico.

Il TIC⁴ prevede che gli impianti elettrici dei clienti finali siano in generale connessi alle reti in un unico punto per ciascuna unità immobiliare e sue pertinenze, fatte salve le pompe di calore elettriche e le ricariche dei veicoli elettrici per le quali la medesima unità immobiliare può presentare più punti di connessione.

Il TISSPC⁵ prima e il TISDC poi, al fine di identificare i clienti finali, hanno meglio precisato il concetto di "unità di consumo". Essa è l'insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi a una rete pubblica, 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 produttiva. Essa, di norma, coincide con la singola unità immobiliare. È possibile aggregare più unità immobiliari in un'unica unità di consumo nei seguenti casi:

³ Allegato A alla deliberazione 539/2015/R/eel.

⁴ Allegato C alla deliberazione 654/2015/R/eel.

⁵ Allegato A alla deliberazione 578/2013/R/eel.

- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona fisica o giuridica legate tra loro da vincolo di pertinenza (unità immobiliare principale e sue pertinenze) e che insistono sulla medesima particella catastale o su particelle contigue;
- unità immobiliari pertinenziali (solai, garage, cantine), anche nella disponibilità di diverse persone fisiche o giuridiche, facenti parte di un unico condominio. Il predetto insieme di unità immobiliari pertinenziali può a sua volta essere inglobato nell'unità di consumo relativa alle utenze condominiali;
- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona giuridica, eventualmente da quest'ultima messe a disposizione di soggetti terzi, localizzate su particelle catastali contigue, all'interno di un unico sito e utilizzate per attività produttive di beni e/o servizi destinate prevalentemente alla realizzazione, in quello stesso sito, di un unico prodotto finale e/o servizio.

Ogni unità di consumo è connessa alla rete pubblica in un unico punto, salvo il caso in cui non si richieda l'attivazione di un punto di connessione di emergenza o ricorrano le condizioni di cui ai commi 5.2 e 5.3 del TIC (installazione di ulteriori punti di prelievo destinati esclusivamente per l'alimentazione di pompe di calore elettriche e destinati esclusivamente all'alimentazione privata di veicoli elettrici) o di cui al comma 9.1 del TISSPC (connessione, per particolari esigenze di esercizio, di ASSPC alla rete tramite più punti di connessione). A ogni unità di consumo deve essere necessariamente associato, in funzione del particolare tipo di utilizzo dell'energia elettrica prelevata, un solo contratto di trasporto in prelievo secondo le tipologie di cui al comma 2.2 del TIT.

Le disposizioni regolatorie sopra richiamate individuano, pertanto, l'unità immobiliare (comprensiva delle relative pertinenze) come l'elemento minimo per identificare l'unità di consumo e, quindi, il cliente finale del sistema elettrico. Qualora fossero presenti più soggetti all'interno della medesima unità immobiliare e qualora l'accatastamento risulti corretto, si identifica comunque un'unica unità di consumo e un unico cliente finale.

Infine, solo nel caso di SEESEU-A, SEESEU-C (qualifica, quest'ultima, ormai priva di effetti) e SEESEU-D, nonché nel caso di ASAP e ASE, nel rispetto delle relative definizioni, è possibile che più unità di consumo condividano il medesimo punto di connessione alla rete elettrica e il relativo codice POD. Per ulteriori informazioni in merito alle unità di consumo si rimanda alle FAQ aggiornate relative al TISSPC, sezione F.

I clienti finali "nascosti", intesi come clienti finali non connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica né già appartenenti a SDC o ASSPC, sono tenuti ad auto-dichiararsi entro il 30 giugno 2018, richiedendo la connessione al gestore di rete territorialmente competente ovvero richiedendo all'Autorità la costituzione di un ASDC ai sensi del TISDC.

Ai clienti finali "nascosti" che si auto-dichiarano entro il 30 giugno 2018 sono applicati conguagli senza maggiorazioni o penali solo nei casi in cui, pur non avendo richiesto nessuna qualifica, le configurazioni private in cui essi si trovano non avrebbero potuto essere classificate in nessuna delle configurazioni consentite dalla normativa vigente (SSPC o SDC). Qualora siano necessari conguagli, tali clienti finali sono tenuti a versare a CSEA, secondo modalità definite dalla medesima anche prevedendo la possibilità di effettuare pagamenti rateali, la differenza tra le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema che avrebbero dovuto versare se fossero stati correttamente identificati come clienti della rete pubblica e le componenti tariffarie eventualmente versate, in assenza di maggiorazioni o di penali, per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2014 (o la data della loro entrata in operatività se successiva) e la data della loro regolarizzazione.

I clienti finali "nascosti" che vengono individuati oltre il 30 giugno 2018 anche a seguito di segnalazione di altri soggetti, quali gestore di rete, Agenzia delle Dogane, etc., sono tenuti a versare a CSEA, secondo modalità definite dalla medesima anche prevedendo la possibilità di effettuare pagamenti rateali, la differenza, maggiorata del 30%, tra le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema che avrebbero dovuto versare se fossero stati correttamente identificati

come clienti della rete pubblica e le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema eventualmente versate, per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2014 (o la data della loro entrata in operatività se successiva) e la data della loro regolarizzazione. Al riguardo, i gestori di rete, qualora dovessero individuare, anche in via presunta, alcuni clienti finali "nascosti", sono tenuti a darne comunicazione a CSEA e all'Autorità per le azioni di competenza. L'Autorità, ove necessario, può avviare istruttorie e procedimenti sanzionatori in aggiunta alle maggiorazioni di cui sopra.

Per quanto riguarda l'applicazione delle componenti tariffarie:

- a decorrere dall'1 gennaio 2017, le componenti tariffarie A e UC trovano applicazione con esclusivo riferimento ai punti di connessione alla rete pubblica (c€/punto), alla potenza impegnata su tali punti (c€/kW) e all'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica (c€/kWh);
- le parti variabili delle componenti tariffarie A e UC non trovano più applicazione sull'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica anche in relazione ai periodi antecedenti al 2017. Verranno effettuati approfondimenti in relazione alle componenti tariffarie eventualmente già applicate all'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica in relazione agli anni antecedenti al 2017;
- nel caso di ASSPC o SDC diversi da RIU, SEU, SEESEU-A, SEESEU-B e SEESEU-D, CSEA completa l'applicazione, all'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica, della componente tariffaria MCT in relazione al periodo fino al 31 dicembre 2016, anche prevedendo la possibilità di effettuare pagamenti rateali. A decorrere dall'1 gennaio 2017, per effetto dell'articolo 6, comma 9, del decreto-legge 244/16, anche la componente tariffaria MCT trova applicazione alla sola energia elettrica prelevata dalla rete pubblica.

Pertanto, a decorrere dall'1 gennaio 2017, non esiste più alcuna differenza sul piano tariffario tra SEU, SEESEU, ASE e ASAP (per quanto riguarda gli ASSPC) né tra RIU e ASDC (per quanto riguarda i SDC).

Infine, per quanto riguarda le modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasporto e dispacciamento, continuano a trovare applicazione:

- a) la deliberazione 46/2012/R/eel e il relativo TICOOP, nel caso delle cooperative elettriche e dei consorzi storici dotati di rete propria;
- b) la deliberazione 578/2013/R/eel e il relativo TISSPC, nel caso degli ASSPC. Tale regolazione ha trovato applicazione dall'1 gennaio 2014;
- c) la deliberazione 539/2015/R/eel e il relativo TISDC, nel caso dei SDC. Tale regolazione troverà applicazione dall'1 ottobre 2017 nel caso delle RIU e dall'1 gennaio 2019 nel caso degli ASDC. Si ricorda, a tal fine, che i gestori di SDC sono a tutti gli effetti distributori di energia elettrica nel senso meglio precisato nel medesimo TISDC a cui si rimanda.

Allegato 2
Profili contrattuali SSPC
(ARERA)

Profili contrattuali per l'accesso ai servizi di trasporto, dispacciamento e vendita dell'energia elettrica immessa e prelevata per un ASSPC

Nella tabella 1 sono elencate tutte le qualifiche rilevanti ai fini dei contratti per l'accesso ai servizi di sistema e i soggetti che, *in primis* salvo mandato, sono gli aventi diritto all'assegnazione della relativa qualifica (non vengono considerati gli aspetti di natura fiscale).

Il cliente finale e il produttore presenti all'interno di un ASSPC possono accedere ai servizi di trasporto, dispacciamento e vendita dell'energia elettrica immessa e prelevata secondo una delle modalità di seguito evidenziate. Gli esempi di seguito riportati non contengono alcun riferimento agli aspetti fiscali e naturalmente la regolazione indicata dall'Autorità non altera in alcun modo l'applicazione delle normative fiscali. Sarà quindi cura del cliente finale o del soggetto terzo eventualmente presente garantire l'applicazione delle normative fiscali.

Inoltre si precisa che:

- nell'ambito degli ASSPC, i limiti, in termini di potenza ai fini dell'accesso alle tariffe fisse onnicomprensive o in termini di unicità dell'impianto fotovoltaico per ogni punto di connessione, definiti dalle normative vigenti, sono da intendersi riferiti ai punti di connessione tra il sistema stesso e la rete pubblica;
- l'Autorità non regola i rapporti intercorrenti fra il produttore e il cliente finale presenti all'interno di un ASSPC e aventi ad oggetto l'energia elettrica prodotta e consumata che non transita attraverso la rete pubblica.

I casi di seguito esposti rappresentano le configurazioni consentite.

CASO 1: il cliente finale e il produttore coincidono

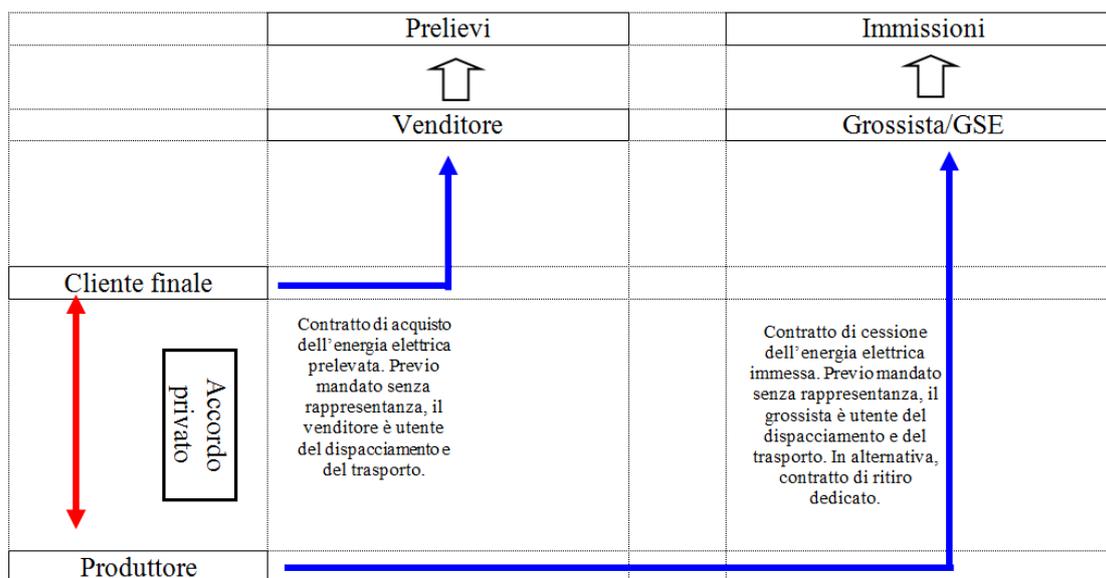
Esempio 1: il cliente finale e il produttore coincidono. In questo caso è il cliente finale a ricoprire tutte le qualifiche indicate nella tabella 1. Gli eventuali impianti di produzione possono essere forniti da un soggetto terzo che opera unicamente in qualità di fornitore di macchinari e di impiantista/installatore e la sua presenza non rileva ai fini regolatori. Nel primo esempio quindi il cliente finale è anche produttore e titolare dell'officina elettrica (non necessariamente anche titolare degli impianti) e stipula i contratti di trasporto, di dispacciamento e di compravendita dell'energia elettrica immessa o prelevata direttamente o per il tramite di un grossista. Il medesimo cliente finale può accedere, qualora possieda i requisiti necessari, al ritiro dedicato, allo scambio sul posto e agli incentivi vigenti. Inoltre il cliente finale può accedere, qualora possieda i requisiti necessari, al servizio di maggior tutela o di salvaguardia, nonché usufruire del bonus sociale.

In sintesi, in virtù di quanto predetto, fermo restando il possesso dei requisiti che la normativa prevede ai fini dell'accesso ad un determinato incentivo/regime amministrato/servizio, ivi inclusi gli eventuali vincoli di non cumulabilità, questa configurazione contrattuale implica automaticamente che il produttore-cliente finale possa avere accesso a qualsiasi incentivo/regime amministrato/servizio previsto dalla normativa.

CASO 2: il cliente finale e il produttore non coincidono

Esempio 2a (figura 1): il cliente finale e il produttore sono soggetti diversi. Questi soggetti decidono di regolare, nell'ambito di un contratto privato, la sola energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata, lasciando che ciascuno di essi gestisca gli aspetti commerciali e l'accesso al sistema elettrico dell'energia elettrica di propria competenza.

In tal caso, il cliente finale gestisce i contratti relativi ai prelievi di energia elettrica, mentre il produttore gestisce i contratti relativi alle immissioni di energia elettrica (ivi incluso il ritiro dedicato e il ritiro a tariffa onnicomprensiva). Il produttore è quindi il soggetto responsabile ai fini delle incentivazioni. In questo caso, poiché il soggetto terzo utilizza il punto di connessione nella titolarità del cliente finale, il cliente finale deve formalizzare il permesso riconosciuto al soggetto terzo per l'utilizzo del proprio punto di connessione. Si evidenzia che, non essendoci un unico soggetto che gestisce sia le immissioni che i prelievi, non è possibile siglare il contratto per lo scambio sul posto.



- figura 1 -

In sintesi, in virtù di quanto predetto, fermo restando il possesso dei requisiti che la normativa prevede ai fini dell'accesso ad un determinato incentivo/regime amministrato/servizio, ivi inclusi gli eventuali vincoli di non cumulabilità, questa configurazione contrattuale implica automaticamente che:

- a) il produttore possa:
- accedere ai meccanismi di incentivazione dell'energia elettrica (certificati verdi e relativi sostituti¹, conto energia fotovoltaico², tariffa onnicomprensiva³);

¹ Per certificati verdi si intende lo strumento incentivante previsto dall'articolo 11 del decreto legislativo 79/99. A decorrere dall'1 gennaio 2016 essi sono stati sostituiti da un incentivo equivalente di tipo feed in premium.

² Per conto energia fotovoltaico si intende lo strumento incentivante previsto per gli impianti fotovoltaici dai decreti interministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010 e 5 maggio 2011 entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012.

³ Per tariffa onnicomprensiva si intendono gli strumenti incentivanti previsti:

- per gli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare entrati in esercizio dall'1 gennaio 2008 al 31 dicembre 2012, dalle leggi 244/07 e 222/07 e dal decreto interministeriale 18 dicembre 2008, fatte salve le deroghe consentite;
- per gli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare entrati in esercizio dall'1 gennaio 2013, dai decreti interministeriali 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016;
- per gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio dall'1 gennaio 2013 che accedono agli incentivi previsti dal decreto interministeriale 5 maggio 2011;
- per gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 che accedono agli incentivi previsti dal decreto interministeriale 5 luglio 2012.

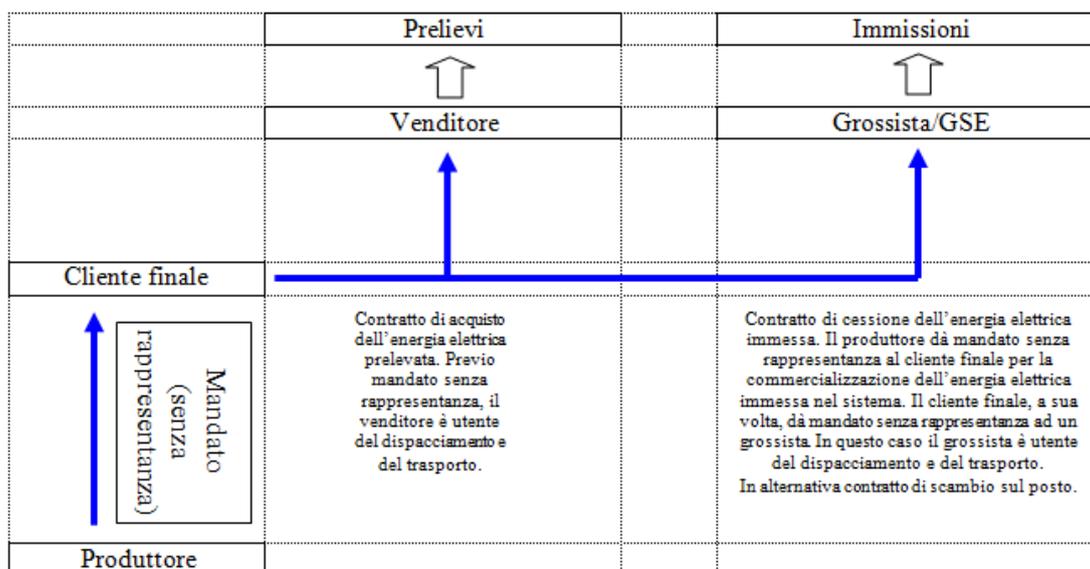
- richiedere al GSE il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete (ritiro dedicato);
- b) il cliente finale possa:
 - accedere al servizio di maggior tutela o di salvaguardia;
 - usufruire del bonus sociale.

Con questo tipo di configurazione contrattuale:

- non è possibile accedere allo scambio sul posto.

Esempio 2b (figura 2): il cliente finale e il produttore sono soggetti diversi. Ai fini della gestione dei contratti per l'accesso al sistema elettrico i due soggetti scelgono che sia solo il cliente finale ad operare. Anche in questo caso è il cliente finale a ricoprire tutte le qualifiche indicate nella tabella 1, con l'unica eccezione delle qualifiche indicate con le lettere E, F e G (limitatamente ai certificati verdi), ed eventualmente della qualifica indicata con la lettera D. In questo caso, cioè, il soggetto terzo riveste la qualifica di produttore e di titolare dell'officina elettrica (eventualmente, ma non necessariamente, anche di titolare degli impianti di produzione) e richiede gli incentivi eventualmente applicabili all'energia elettrica prodotta dagli impianti. Il cliente finale stipula i contratti di trasporto, di dispacciamento e di compravendita dell'energia elettrica immessa e prelevata direttamente o per il tramite di un grossista. Nel caso dell'energia elettrica immessa è però necessaria la presenza di un mandato senza rappresentanza rilasciato dal produttore al cliente finale che, altrimenti, non avrebbe titolo ad immettere tale energia. L'energia prodotta e istantaneamente autoconsumata (cioè l'energia elettrica che non transita attraverso la rete di distribuzione e/o di trasmissione) viene gestita nell'ambito di un contratto privato tra le parti.

L'esempio 2b consente l'applicazione dello scambio sul posto in quanto il cliente finale ha la disponibilità dell'impianto di produzione per effetto del mandato senza rappresentanza, pur non coincidendo con il produttore. Inoltre, con tale assetto, non è possibile l'applicazione delle tariffe fisse onnicomprensive (perché queste ultime spettano al produttore e includono la vendita dell'energia elettrica immessa in rete che, nel presente esempio, viene effettuata dal cliente finale).



- figura 2 -

In sintesi, in virtù di quanto predetto, fermo restando il possesso dei requisiti che la normativa prevede ai fini dell'accesso ad un determinato incentivo/regime amministrato/servizio, ivi inclusi gli eventuali vincoli di non cumulabilità, questa configurazione contrattuale implica automaticamente che:

- a) il produttore possa:

- accedere ai meccanismi di incentivazione dell'energia elettrica prodotta (certificati verdi e relativi sostituti¹, conto energia fotovoltaico²);
- b) il cliente finale possa:
- accedere al servizio di maggior tutela o di salvaguardia;
 - usufruire del bonus sociale;
 - accedere allo scambio sul posto⁴.

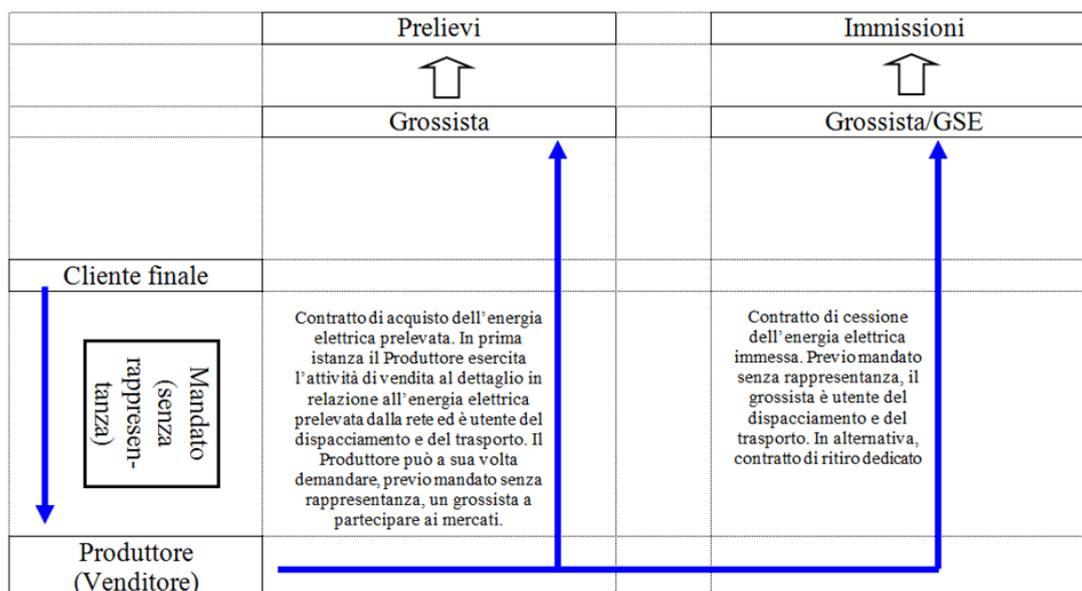
Con questo tipo di configurazione contrattuale:

- non è possibile cedere l'energia elettrica immessa al GSE nell'ambito del ritiro dedicato;
- non è possibile accedere ai meccanismi di incentivazione dell'energia immessa (tariffa onnicomprensiva³).

Esempio 2c (figura 3): il cliente finale e il produttore sono soggetti diversi. I due soggetti scelgono che sia il solo produttore a gestire tutti i contratti per l'accesso al sistema elettrico, anche se il cliente finale rimane il titolare del punto di connessione.

In questo caso, il cliente finale deve dare mandato al produttore ai fini della stipula dei contratti di approvvigionamento dell'energia elettrica prelevata. Ciò significa che il produttore terzo gestisce, nei confronti del sistema elettrico, i contratti di trasporto e dispacciamento in prelievo, i contratti per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata, i contratti di trasporto e dispacciamento in immissione, i contratti per la vendita dell'energia elettrica immessa (ivi inclusa la sottoscrizione della convenzione col GSE per accedere al ritiro dedicato, o al ritiro a tariffa onnicomprensiva) e percepisce gli eventuali incentivi erogati dal GSE. Al tempo stesso, nei confronti del cliente finale, il soggetto terzo gestisce l'intero approvvigionamento energetico nell'ambito di un contratto tra le parti che è privato in relazione all'energia elettrica che non transita per il sistema elettrico e che è soggetto alla regolazione dell'Autorità in relazione all'energia elettrica prelevata dalla rete. In tale casistica, infatti, il produttore sul piano regolatorio oltre ad esercitare l'attività di produzione di energia elettrica esercita, in relazione all'energia elettrica prelevata dalla rete e consumata nell'ASSPC, anche l'attività di vendita al dettaglio e quindi nei confronti del sistema elettrico e della regolazione dell'Autorità è assimilato ad un vero e proprio venditore di energia elettrica al dettaglio e pertanto soggetto agli obblighi di qualità commerciale, ecc.

⁴ Con l'unica eccezione del caso in cui siano erogati gli incentivi previsti dal decreto ministeriale 28 luglio 2005. Ai sensi di tale decreto, infatti, il soggetto responsabile che beneficia degli incentivi (il produttore) deve coincidere con il soggetto che beneficia dello scambio sul posto, poiché gli incentivi sono riconosciuti all'energia elettrica prodotta e resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile in applicazione dello scambio sul posto.



- figura 3 -

In sintesi, in virtù di quanto predetto, fermo restando il possesso dei requisiti che la normativa prevede ai fini dell'accesso ad un determinato incentivo/regime amministrato/servizio, ivi inclusi gli eventuali vincoli di non cumulabilità, questa configurazione contrattuale implica automaticamente che:

- a) il produttore, che è anche un venditore sul mercato al dettaglio, possa:
 - accedere ai meccanismi di incentivazione dell'energia elettrica (certificati verdi e relativi sostituti¹, conto energia fotovoltaico², tariffa onnicomprensiva³);
 - richiedere al GSE il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete (ritiro dedicato);
- b) il cliente finale possa:
 - usufruire del bonus sociale.

Con questo tipo di configurazione contrattuale:

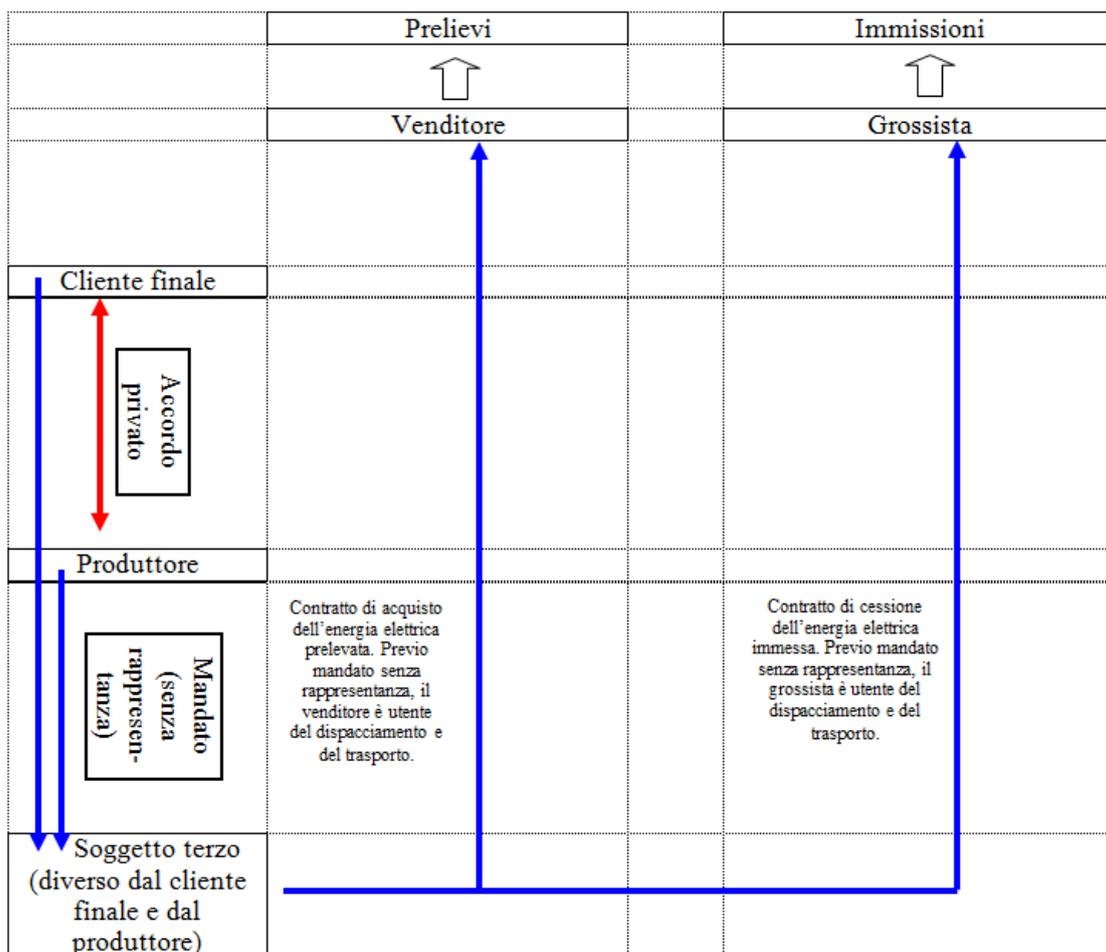
- non è possibile accedere allo scambio sul posto;
- non è possibile, per il cliente finale, accedere al servizio di maggior tutela o di salvaguardia, avendo già stipulato un contratto di fornitura con il produttore/venditore.

Esempio 2d (figura 4): il cliente finale e il produttore sono soggetti diversi. I due soggetti scelgono di delegare ad un unico soggetto, diverso da essi, la gestione di tutti i contratti per l'accesso al sistema elettrico, anche se il cliente finale rimane il titolare del punto di connessione. Questa configurazione è indubbiamente quella più complessa da gestire.

In tal caso il cliente finale e il produttore regolano nell'ambito di un contratto privato, la sola energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata, lasciando che sia il soggetto terzo, diverso da essi, a gestire i contratti per l'accesso al sistema elettrico. A tal fine, il cliente finale deve dare mandato senza rappresentanza al predetto soggetto terzo per la stipula dei contratti di trasporto e dispacciamento in prelievo e per l'approvvigionamento sul mercato dell'energia elettrica prelevata, mentre il produttore deve dare al medesimo soggetto terzo il mandato per la stipula dei contratti di trasporto e dispacciamento in immissione.

Il produttore può accedere alle incentivazioni erogate sull'energia elettrica prodotta (certificati verdi, conto energia fotovoltaico), ma non può richiedere l'accesso ai regimi di ritiro dedicato e tariffa onnicomprensiva, in quanto ha già provveduto a dare mandato ad un soggetto terzo per la

commercializzazione dell'energia elettrica immessa in rete. Analogamente, essendo il soggetto terzo diverso dal produttore e non avendo quindi la disponibilità dell'impianto di produzione, non è possibile richiedere l'accesso al regime di scambio sul posto.



- figura 4 -

In sintesi, in virtù di quanto predetto, fermo restando il possesso dei requisiti che la normativa prevede ai fini dell'accesso ad un determinato incentivo/regime amministrato/servizio, questa configurazione contrattuale implica automaticamente che:

- a) il produttore possa:
 - accedere ai meccanismi di incentivazione dell'energia elettrica prodotta (certificati verdi e relativi sostituti¹, conto energia fotovoltaico²);
- b) il cliente finale possa:
 - usufruire del bonus sociale.

Con questo tipo di configurazione contrattuale:

- non è possibile accedere allo scambio sul posto;
- non è possibile cedere al GSE l'energia elettrica immessa nell'ambito del ritiro dedicato;
- non è possibile accedere ai meccanismi di incentivazione dell'energia immessa (tariffa onnicomprensiva³);
- non è possibile, per il cliente finale, accedere al servizio di maggior tutela o di salvaguardia.

Sistemi semplici di produzione e consumo

	Qualifica	Chi può avere la qualifica	Riferimento normativo	Note
A	Titolare del punto di connessione	Cliente finale	---	
B	Richiedente la connessione o l'adeguamento della connessione esistente	Cliente finale o soggetto terzo previo mandato	Articolo 1, comma 1.1, lettera hh), e articolo 6, comma 6.2, del TICA	Richiedente è il soggetto titolare di una richiesta di accesso alle infrastrutture di rete con obbligo di connessione di terzi finalizzata alla connessione di impianti di produzione di energia elettrica. Nel caso di adeguamento di una connessione esistente, il richiedente deve coincidere con il titolare del punto di connessione esistente ovvero con un soggetto mandatario del medesimo titolare.
C	Titolare del contratto di connessione	Richiedente la connessione o l'adeguamento della connessione esistente	Articolo 10, comma 10.14, e articolo 23, comma 23.10, del TICA	I rapporti tra il gestore di rete interessato alla connessione e il richiedente ai fini dell'erogazione del servizio di connessione sono regolati in un apposito contratto per la connessione che include anche il regolamento di esercizio. In particolare nel caso di ASSPC, il regolamento di esercizio deve essere sottoscritto sia dal produttore che dal cliente finale presenti nell'ASSPC.
D	Titolare dell'impianto di produzione di energia elettrica	Soggetto qualsiasi	---	È il soggetto fisico o giuridico che detiene la proprietà dell'impianto.
E	Produttore	Titolare dell'officina elettrica e delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto	Articolo 2, comma 18, del d. lgs. n. 79/99 e articolo 1, comma 1.1, lettera uu), del TICA	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.
F	Soggetto responsabile ai fini del rilascio degli incentivi per gli impianti fotovoltaici	Produttore	d. m. 28 luglio 2005, d. m. 19 febbraio 2007, d. m. 6 agosto 2010, d. m. 5 maggio 2011 e d. m. 5 luglio 2012	Soggetto responsabile è il soggetto responsabile dell'esercizio e della manutenzione dell'impianto e che ha diritto a richiedere e ottenere le tariffe incentivanti (conto energia fotovoltaico). Il Soggetto responsabile quindi coincide con il Produttore ma non coincide necessariamente con il titolare dell'impianto di produzione.
G	Soggetto responsabile ai fini del rilascio degli incentivi previsti per le fonti diverse dalla solare fotovoltaica	Produttore	Non esiste una definizione esplicita	Il d. m. 18 dicembre 2008, il d. m. 6 luglio 2012 e il d. m. 23 giugno 2016 fanno riferimento al produttore o al soggetto responsabile dell'impianto che comunque coincide con il produttore.
H	Titolare dei contratti di dispacciamento e trasmissione e distribuzione in prelievo	Cliente finale o soggetto terzo previo mandato	Articolo 1 e articolo 4 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06	Utente del dispacciamento è il soggetto che ha concluso con Tema un contratto per il servizio di dispacciamento. La conclusione dei contratti di dispacciamento, trasmissione e distribuzione deve avvenire in forma scritta. L'interposizione di un terzo ai fini della conclusione dei contratti per il servizio di trasmissione e di distribuzione e per il servizio di dispacciamento ha la forma di un mandato senza rappresentanza: il soggetto che stipula i due contratti deve essere il medesimo. L'utente del dispacciamento in prelievo non deve necessariamente coincidere con l'utente del dispacciamento in immissione.
I	Titolare del contratto di dispacciamento e trasmissione in immissione	Produttore o soggetto terzo previo mandato		
L	Titolare del contratto (o dei contratti) di acquisto dell'energia elettrica prelevata	Cliente finale o soggetto terzo previo mandato	Deliberazione n. 111/06	Il soggetto che sigla il contratto (o i contratti) di compravendita dell'energia elettrica, anziché rivolgersi direttamente ad un produttore, può rivolgersi ad un grossista: in questo caso, previo mandato senza rappresentanza, è possibile che il medesimo grossista sia il titolare dei contratti di dispacciamento, trasmissione e distribuzione.
M	Titolare del contratto (o dei contratti) di vendita dell'energia elettrica immessa in vendita	Produttore o soggetto terzo previo mandato	Deliberazione n. 111/06	Il soggetto che sigla il contratto (o i contratti) di compravendita dell'energia elettrica, anziché rivolgersi direttamente ad un produttore, può rivolgersi ad un grossista: in questo caso, previo mandato senza rappresentanza, è possibile che il medesimo grossista sia il titolare dei contratti di dispacciamento, trasmissione e distribuzione.
N	Titolare contratto di ritiro dedicato	Produttore	Deliberazione n. 280/07	Il contratto siglato con il GSE per il ritiro dedicato sostituisce ogni altro adempimento relativo alle immissioni di energia elettrica, ad eccezione delle connessioni e della misura. In questo caso il titolare del contratto di dispacciamento e trasmissione in immissione è il GSE.
O	Utente dello scambio sul posto, titolare contratto di scambio sul posto	Cliente finale	Deliberazione 570/2012/R/efr	Utente dello scambio è il soggetto a cui è erogato lo scambio sul posto: l'utente dello scambio deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata sul punto di scambio. Il contratto siglato con il GSE per lo scambio sul posto sostituisce ogni altro adempimento relativo alle immissioni di energia elettrica, ad eccezione delle connessioni e della misura. In questo caso il titolare del contratto di dispacciamento e trasmissione in immissione è il GSE. Nel caso di impianti fotovoltaici ammessi al conto energia, l'utente dello scambio non deve necessariamente coincidere con il Soggetto responsabile.

ALLEGATO 3
Esempio di contratto SEU

CONTRATTO PER LA REGOLAMENTAZIONE DEL SISTEMA EFFICIENTE DI UTENZA

(SEU)

CONTRATTO SEU

TRA

[denominazione produttore] con sede in Via _____, n. ____ Comune (Provincia), avente codice fiscale e partita IVA _____, rappresentata legalmente da [nome e cognome], nato a Comune (Provincia) il __/__/19__ e residente in Via _____, n. __, Comune (Provincia) avente codice fiscale _____, (qui di seguita denominata “**PRODUTTORE**”)

e

[denominazione cliente] con sede in _____, n. __ Comune (Provincia), avente codice fiscale e partita IVA _____, rappresentata legalmente dal Sig. _____, nato a _____ residente _____ (qui di seguito indicata come “**CLIENTE FINALE**”),

(di seguito, congiuntamente, le “**Parti**”)

premesso che:

- il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 (di seguito: d. lgs. 115/08) di attuazione della direttiva europea 2006/32/CE relativa all’efficienza degli usi finali dell’energia e i servizi energetici, come successivamente modificato e integrato definisce, tra l’altro, i Sistemi Efficienti di Utenza (di seguito: SEU) attribuendo all’Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito: Autorità) il compito di definire i criteri e le condizioni per l’erogazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento, fatti salvi gli atti previsti dalla legislazione vigente;
- i SEU sono definiti dall’articolo 2, comma 1, lettera t), del d. lgs.n. 115/08 come sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all’unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all’interno di un’area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d’acqua e laghi, di proprietà nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione;
- con la deliberazione 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel, come successivamente modificata e integrata, recante Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo, l’Autorità ha, tra l’altro, dato attuazione a quanto previsto dall’articolo 10 del d. lgs. 115/08 stabilendo le modalità e le condizioni per la regolamentazione dei sistemi efficienti di utenza, ivi inclusi i profili contrattuali per l’accesso ai servizi di trasporto, dispacciamento e vendita dell’energia elettrica immessa e prelevata per un SEU regolati con le disposizioni di cui all’articolo 11 della predetta

deliberazione;

- il Cliente Finale ha la piena ed esclusiva disponibilità dell'unità immobiliare composta da [.....] e relative pertinenze sita nel Comune di _____ (Provincia), alla via _____ n. ____ catastalmente identificata nel catasto fabbricati del medesimo Comune al foglio ____, mappale ____, categoria ____, (di seguito, il in forza di un contratto di _____ stipulato _____ in data __/__/____ (Allegato A), su cui insistono l'unità di consumo e l'unità di produzione così come meglio descritto nella planimetria allegata (di seguito, _____) (Allegato B):
- all'unità di consumo di cui al precedente alinea corrisponde il punto di connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi gestita da _____ e individuato dal seguente codice POD _____;
- l'energia elettrica prelevata dal punto di connessione di cui al precedente alinea è utilizzata dal Cliente Finale per uso proprio;
- il Produttore è il soggetto titolare dell'unità di produzione di energia elettrica da [fonte/tipologia] di potenza nominale pari a _____ kW, entrata in esercizio in data _____, in forza della titolarità della licenza di officina elettrica _____ (Allegato C);
- l'unità di consumo e l'unità di produzione sono tra loro direttamente interconnesse mediante un collegamento privato interamente ed esclusivamente ricompreso nel sito nella disponibilità del Cliente Finale ed entrato in esercizio il __/__/____ che realizza un'interconnessione elettrica funzionale al fine del trasferimento diretto di energia elettrica dall'unità di produzione all'unità di consumo come meglio specificato nello schema elettrico unifilare allegato (Allegato D);
- il Cliente Finale e il Produttore hanno stipulato un mandato conferito dal Cliente Finale al Produttore attraverso il quale il Produttore ha la facoltà di utilizzare il POD nella titolarità del Cliente Finale al fine dell'immissione in rete della produzione di elettricità eventualmente non consumata dal Cliente Finale contestualmente alla produzione (Allegato E);
- le modalità e le condizioni per l'esercizio e l'interoperabilità dell'unità di produzione e dell'unità di consumo tra loro interconnesse e la rete elettrica sono stabilite nel Regolamento di esercizio concluso con _____ (Allegato F);
- il Produttore e il Cliente Finale dichiarano di conoscere la normativa sul [regime incentivante] e sui sistemi di utenza;
- l'accesso alle reti elettriche nonché la remunerazione della produzione di energia elettrica derivanti dall'attività disciplinata dal presente contratto rispetteranno tutte le indicazioni di qualsiasi contenuto derivanti [dalla società Gestore dei Servizi Energetici Spa (di seguito: GSE) / o altro soggetto] nonché dall'Autorità.

Tutto ciò premesso
le Parti convengono e stipulano quanto segue:

Articolo 1

Premesse ed allegati

1. Le premesse e gli allegati costituiscono parte integrante e sostanziale del presente Contratto SEU e le Parti rinunciano sin da ora a muovere qualsivoglia eccezione in merito all'efficacia e alla veridicità degli stessi.

Articolo 2

Definizioni

1. Ai fini del presente Contratto si applicano le definizioni di cui all'articolo 1, comma 1, della delibera dell'Autorità 578/2013/R/eel oltre che le seguenti definizioni:
 - a) **Cliente Finale** è la società _____;
 - b) **Produttore** è la società _____;
 - c) **[regime incentivante applicabile]**
 - d) **Contratto SEU** è il presente contratto;
 - e) **Fornitura** è la fornitura al Cliente Finale dell'energia elettrica prodotta dall'Impianto alle condizioni economiche come dettagliate nell'Allegato ____ al presente contratto di cui forma parte integrante e sostanziale;
 - f) **Forza maggiore** è ogni evento, atto o circostanza assolutamente imprevisto o imprevedibile non direttamente imputabile alla Parte che la invoca, che non sia stato possibile impedire usando la dovuta diligenza e tale da rendere impossibile, in tutto o in parte, in modo obbiettivo e assoluto l'adempimento delle obbligazioni in via temporanea o permanente ivi comprese le circostanze che costituiscono cause di impossibilità sopravvenuta sia essa temporanea o definitiva, quali, a titolo esemplificativo, alluvioni, incendi o esplosioni, danni provocati da fulmini, temporali o tempeste, terremoti, nevicate o presenza di ghiaccio, piogge battenti, epidemie, serrate o altre turbative industriali o dispute, rivolte, atti di guerra, minacce di guerra, ostilità, invasioni, ribellioni, atti terroristici, atti vandalici, disordini civili, blocchi, sommosse, insurrezioni, azioni militari o usurpazione di potere, guerra civile, agitazioni civili, gli interventi normativi successivi alla stipula del presente Contratto che impediscano la realizzazione dei lavori nel rispetto delle caratteristiche originariamente concordate nel presente Contratto, il ritrovamento di munizioni da guerra, materiali esplosivi, radiazioni ionizzanti o contaminazione per radioattività, onde d'urto causate da aerei o altri velivoli che viaggiano a velocità soniche o supersoniche che si verifichino o che comunque abbiano un impatto sui lavori oggetto del Contratto;

- g) **Impianto** è l'impianto di produzione di energia elettrica nella titolarità del Produttore;
- h) **parti condivise** sono qualunque infrastruttura, parti di immobili e relative pertinenze, parti del sito nella disponibilità del Cliente Finale necessarie per la realizzazione e l'esercizio dell'impianto di produzione nella titolarità del Produttore e del collegamento diretto tra l'unità di produzione e l'unità di consumo;
- i) **POD** è il punto di connessione alla rete elettrica avente codice IT_____;

Articolo 3

Oggetto

1. Mediante la sottoscrizione del presente Contratto, il Cliente affida al Produttore, l'incarico di fornire l'energia elettrica che verrà prodotta dall'Impianto secondo le condizioni ed ai termini specificati nel seguito.
2. Le Parti convengono sin d'ora che, al fine di soddisfare il fabbisogno energetico del Cliente Finale che non venga soddisfatto dall'energia prodotta dall'Impianto Fotovoltaico, il Cliente avrà il diritto di negoziare e concludere liberamente, con un fornitore terzo a sua scelta, un contratto di fornitura di energia elettrica.

(disposizioni che possono essere integrate secondo i diversi modelli di rapporto tra utenti indicati dall'Autorità)

Articolo 4

Durata

1. Il presente Contratto SEU si intende avviato e ha validità a partire dal ___/___/___ e terminerà in data ___/___/___.
2. Alla scadenza del Contratto SEU non è in alcun caso previsto alcun rinnovo tacito o automatico.

Articolo 5

Modalità e condizioni operative

1. Durante il periodo di vigenza del contratto le Parti provvederanno ad adempiere a tutte le attività di seguito elencate.
2. Il Produttore:
 - a) provvederà alla gestione dell'Impianto in qualità di _____ e alla manutenzione dello stesso;

- b) fornirà al Cliente Finale l'energia elettrica prodotta dall'Impianto alle condizioni economiche come dettagliate nell'Allegato 1 parte integrante e sostanziale del presente contratto SEU; resta sin da ora inteso tra le Parti che il prezzo dell'energia elettrica sarà in ogni caso fissato al netto dell'IVA e di qualsiasi altra eventuale imposta, tassa, tributo o altro onere applicabile al Contratto SEU o alla somministrazione di energia elettrica. Resta inteso che tali oneri rimarranno ad esclusivo carico del Cliente Finale anche nell'ipotesi in cui gli stessi verranno in prima istanza versati dal Produttore;
- c) si farà carico delle spese relative all'attività di cessione in rete della produzione non consumata dal Cliente Finale e di ogni altro contributo eventualmente richiesto per l'esercizio dell'Impianto.

3. Il Cliente Finale:

- a) riconosce sin da ora il diritto del Produttore di percepire [eventuali incentivi – specificare] i proventi eventualmente derivanti dalla cessione in rete della produzione non consumata dal Cliente Finale;
- b) acquisterà dal Produttore l'energia elettrica che sarà prodotta dall'Impianto corrispondendone il relativo prezzo alle condizioni pattuite nel predetto Allegato 1;
- c) utilizzerà l'energia elettrica prelevata in conformità alle migliori regole di prudenza e sicurezza;
- d) manterrà attivo, per tutta la durata del presente Contratto SEU, il POD al quale sarà connesso l'Impianto.

Articolo 6

Manutenzione dell'immobile

- 1. Per tutta la durata del presente Contratto SEU, il Produttore si obbliga a provvedere a propria cura e spese alla manutenzione ordinaria delle parti condivise mentre il Cliente Finale si obbliga a provvedere a propria cura e spese alla manutenzione straordinaria delle stesse e a comunicare al Produttore eventuali condizioni che possano compromettere la piena funzionalità dell'impianto.
- 2. Qualora si renda necessario da parte del Cliente Finale procedere a interventi che interessino le parti condivise, il Cliente Finale dovrà darne congruo preavviso al Produttore al fine di procedere alla predisposizione di un programma di lavori condiviso, con l'obiettivo di ridurre al massimo la perdita di produzione di energia dovuta all'eventuale necessità di temporanea rimozione, parziale o totale, a cura del Produttore e a spese del Cliente Finale, dell'Impianto.
- 3. Qualora il Cliente Finale debba procedere all'esecuzione di lavori urgenti sulle parti condivise, quando questi ultimi possano in qualsiasi modo avere conseguenze sul funzionamento e/o incidere sulla manutenzione e/o gestione dell'Impianto, dovrà darne comunicazione preliminare al Produttore e potrà procedere all'esecuzione degli stessi solo dopo che il Produttore, con apposita comunicazione, abbia indicato le modalità da osservare per preservare il funzionamento, nonché la gestione e la manutenzione

dell'Impianto.

4. Qualora il Cliente Finale, agendo in violazione delle disposizioni di cui ai precedenti commi 2 e 3, ponga in essere attività che incidano negativamente sul funzionamento e/o sulla gestione, e/o sulla manutenzione dell'Impianto dovrà tenere pienamente indenne e manlevato il Produttore dai costi e dai danni che lo stesso dovesse subire, ivi inclusi quelli derivanti dalla mancata produzione di energia elettrica e dal mancato riconoscimento degli incentivi.
5. Qualora a seguito dell'esecuzione degli interventi di cui ai precedenti commi 2 e 3 si verifichi la perdita definitiva della produzione di energia elettrica dell'Impianto e degli incentivi, il Cliente Finale sarà tenuto a corrispondere al Produttore il valore degli incentivi non percepiti dallo stesso fino al termine di durata del periodo di incentivazione oltre al valore della mancata valorizzazione dell'energia prodotta che il Produttore andrebbe a perdere sino allo scadere della durata del Contratto SEU.

Articolo 7

Gestione e Manutenzione dell'Impianto

1. Per tutta la durata del presente Contratto SEU il Produttore provvederà a proprie cure e spese a tutte le manutenzioni ordinarie e straordinarie dell'Impianto.
2. Al fine di garantire il miglior funzionamento dell'Impianto il Produttore dovrà concordare con il Cliente Finale eventuali idonei accorgimenti per la manutenzione delle parti condivise.

Articolo 8

Disattivazione della connessione alla rete

1. Il Cliente Finale è tenuto a concordare con il Produttore eventuali modalità di disattivazione della connessione alla rete che determinino un non regolare esercizio dell'impianto.
2. In caso di disattivazione della connessione dell'Impianto alla rete non concordata ai sensi del precedente comma 1, non imputabile al Produttore né ad un evento di forza maggiore, ovvero derivante da morosità del Cliente Finale, il medesimo Cliente Finale dovrà corrispondere al Produttore la somma pari a tutti gli incentivi che il Produttore eventualmente non percepiti per tutta la durata del periodo in cui permane la disattivazione ovvero fino alla data in cui sia ristabilita la connessione alla rete dell'Impianto in applicazione delle disposizioni di cui al seguente comma 3.
3. Rimane ferma per il produttore la possibilità di avvalersi della facoltà di cui all'articolo 18, comma 18.3, della delibera 578/2013. [richiesta di un punto di connessione aggiuntivo per gestire il caso di morosità

Articolo 9

Clausola risolutiva espressa

1. Il Produttore si riserva la facoltà di dichiarare il contratto risolto di diritto, ai sensi e per gli effetti di cui all'articolo 1456 c.c., in caso di inadempimento anche di uno solo degli obblighi previsti nel presente contratto SEU per il Cliente Finale e qualora il medesimo Cliente Finale non vi abbia posto rimedio decorsi 15 (quindici) giorni dal ricevimento della diffida inviata con raccomandata a/r. In tal caso competerà alla parte inadempiente il diritto al risarcimento dei danni subiti.

Articolo 10

Causa di forza maggiore

1. Nell'ipotesi in cui si verifichi una causa di forza maggiore che renda la prestazione di ciascuna delle parti impossibile, in tutto o parzialmente, ciascuna parte è sollevata dall'adempimento delle proprie obbligazioni.

Articolo 11

Rapporti con la normativa di settore e sue evoluzioni

1. Resta inteso fra le Parti che le clausole del presente Contratto saranno di diritto integrate dalle regolamentazioni tecniche che dovessero essere emanate dall'Autorità e che dovessero risultare immediatamente applicabili.
2. Qualora sopraggiungano variazioni della normativa vigente di settore e/o dei provvedimenti dell'Autorità tali da incidere sostanzialmente sulla disciplina applicabile alle attività contemplate nel presente Contratto SEU, le Parti si impegnano a consultarsi prontamente per decidere in buona fede se:
 - a) modificare il presente Contratto SEU in modo da renderlo compatibile con l'evoluzione normativa, salvaguardandone in ogni caso l'equilibrio economico; ovvero:
 - b) sciogliere consensualmente il presente Contratto SEU.
3. In tutti i casi diversi da quelli di cui al precedente comma 1 le Parti convengono che ogni successiva integrazione o modifica al presente contratto dovrà risultare da apposito accordo scritto.

Articolo 12

Comunicazioni

1. Le comunicazioni inerenti il presente contratto SEU dovranno essere effettuate ai seguenti indirizzi:
Cliente Finale
.....
Produttore
.....
2. In caso di comunicazioni a mezzo telefax o posta elettronica, esse si riterranno effettuate solo in presenza della conferma di ricevimento. In caso di variazione dei recapiti di cui sopra, la parte interessata è tenuta a darne tempestiva comunicazione all'altra parte.

Articolo 13

Spese di contratto e obbligo di registrazione

1. In caso di obbligo di registrazione o nell'eventualità di inadempimento del presente contratto da parte dei contraenti, ai fini fiscali, si richiede la registrazione in misura fissa ai sensi dell'articolo 40 del D.P.R. 26 aprile 1986 n. 131. Le spese di registrazione saranno a carico del Cliente Finale.

Articolo 14

Foro Competente

1. Per qualsiasi controversia relativa all'interpretazione o all'esecuzione del presente Contratto SEU è esclusivamente competente il Foro di Reggio Emilia con esclusione espressa di qualunque altro foro eventualmente concorrente.

Articolo 15

Trattamento dei dati personali ai sensi del Codice Privacy (D.lgs. 196/03)

1. I dati personali del Cliente Finale e del Produttore acquisiti nell'ambito del presente contratto saranno utilizzati esclusivamente per l'erogazione del presente contratto.
2. Le parti avranno diritto di accedere reciprocamente in ogni momento ai dati che le riguardano e di esercitare gli altri diritti previsti dall'articolo 7 del D.lgs. 196/03.

Articolo 16

Clausole finali

.....

Letto, confermato sottoscritto compresi gli allegati.

Data e luogo

Cliente Finale: _____

Produttore: _____

MANDATO PER L'UTILIZZO DEL PUNTO DI CONNESSIONE

[denominazione cliente] con sede in _____, n. __ Comune (Provincia), avente codice fiscale e partita IVA _____, rappresentata legalmente dal Sig. _____, nato a _____ residente _____ (qui di seguito indicata come “**CLIENTE FINALE**”),

conferisce mandato a

[denominazione produttore] con sede in Via _____, n. ____ Comune (Provincia), avente codice fiscale e partita IVA 01968830305 , rappresentata legalmente da [nome e cognome], nato a Comune (Provincia) il __/__/19__ e residente in Via _____, n. __ , Comune (Provincia) avente codice fiscale _____, (qui di seguita denominata “**PRODUTTORE**”)

per l'oggetto e le finalità come di seguito indicate

1. Definizioni

Le Parti espressamente convengono di rinviare alle definizioni contenute nel Contratto SEU, di cui il presente mandato costituisce un allegato.

2. Oggetto

Con il presente Mandato, il Cliente Finale riconosce al Produttore, che accetta, il diritto di utilizzare il POD ai fini di cui al Contratto SEU. A tal fine il Cliente Finale conferisce al Produttore, che accetta, gli occorrenti mandati per la stipulazione degli atti negoziali funzionali all'utilizzo del POD.

Agli stessi fini, il Cliente Finale presterà, ove richiesta, la propria collaborazione, e compirà tutti gli adempimenti utili a consentire al Produttore di dare esecuzione ai mandati di cui al presente contratto come meglio individuati ai successivi articoli.

3. Mandato per l'accesso al servizio del Ritiro dedicato/Vendita delle eccedenze

Salvo il diritto insindacabile del Produttore, che il Cliente Finale espressamente riconosce, di cedere l'energia prodotta dall'Impianto eccedente la quota auto consumata dal Cliente Finale sul libero mercato, con il presente contratto, il Cliente Finale conferisce in via esclusiva al Produttore, che accetta, mandato a titolo gratuito, senza rappresentanza e irrevocabile, ai sensi e per gli effetti degli artt. 1705 e 1723, comma 2 del codice civile, di durata pari a quella del Contratto SEU, affinché il Produttore svolga tutti agli adempimenti necessari per accedere alla vendita sul libero mercato delle eccedenze realizzate, ivi incluso il servizio di Ritiro dedicato secondo le modalità e le condizioni stabilite dalla deliberazione dell'Autorità n. 280/07 come successivamente modificata e integrata.

4. Norme applicabili - Rinvio

Per quanto non disciplinato nel presente mandato si rinvia alle norme del Contratto SEU.

5. Collegamento negoziale

Le Parti si danno reciprocamente atto che il presente contratto il Contratto SEU sono collegati tra loro e che pertanto il venir meno degli effetti del Contratto SEU comporterà la cessazione degli effetti del presente contratto.

Letto, confermato sottoscritto compresi gli allegati.

Data e luogo

Cliente Finale _____

Produttore: _____

CONDIZIONI ECONOMICHE

[denominazione cliente] con sede in _____, n. ___ Comune (Provincia), avente codice fiscale e partita IVA _____, rappresentata legalmente dal Sig. _____, nato a _____ residente _____ (qui di seguito indicata come “**CLIENTE FINALE**”),

[denominazione produttore] con sede in Via _____, n. ___ Comune (Provincia), avente codice fiscale e partita IVA 01968830305, rappresentata legalmente da [nome e cognome], nato a Comune (Provincia) il ___/___/19__ e residente in Via _____, n. ___, Comune (Provincia) avente codice fiscale _____, (qui di seguito denominata “**PRODUTTORE**”)

1. Definizioni

Le Parti espressamente convengono di rinviare alle definizioni contenute nel Contratto SEU, di cui il presente mandato costituisce un allegato.

2. Condizioni economiche dell'energia autoconsumata

Le Parti convengono che il valore unitario dell'energia autoconsumata per effetto dell'esecuzione del Contratto SEU è pari a:

$$VE_{ac} = OE_p * X$$

dove:

- VE ac è il valore unitario dell'energia autoconsumata nell'anno di riferimento espresso in €/kWh che il Cliente finale è tenuto a corrispondere al produttore
- OE_p è l'onere unitario sostenuto dal Cliente finale nell'anno di riferimento espresso in €/kWh pari alla somma dei valori complessivi delle fatture di acquisto dell'energia elettrica prelevata dalla rete da parte del cliente (IVA e accise escluse) rapportata all'energia elettrica prelevata dalla rete sempre nell'anno di riferimento come deducibile dai documenti di fatturazione
- X una frazione pari a 0,85 (a titolo di esempio)

La regolazione degli importi avverrà, a titolo di acconto, su base mensile assumendo nell'anno in corso il valore di OE_p dell'anno precedente e a conguaglio, nell'anno successivo a quello di riferimento, sulla base del valore di OE_p dell'anno di riferimento. Il conguaglio sarà regolato nell'anno successivo a quello di riferimento sulla base di 12 rate mensili. Nel caso di interruzione del contratto sarà effettuato un conguaglio una tantum per il periodo dell'anno in cui il contratto è stato oggetto di effettiva esecuzione.

4. Norme applicabili - Rinvio

Per quanto non disciplinato nel presente mandato si rinvia alle norme del Contratto SEU.

5. Collegamento negoziale

Le Parti si danno reciprocamente atto che il presente contratto il Contratto SEU sono collegati tra loro e che pertanto il venir meno degli effetti del Contratto SEU comporterà la cessazione degli effetti del presente contratto.

Letto, confermato sottoscritto compresi gli allegati.

Data e luogo

Cliente Finale _____

Produttore: _____

ALLEGATO 4

Regolamento-tipo interno a un SDC

REGOLAMENTO PER L'EROGAZIONE DEI SERVIZI DI CONNESSIONE, MISURA, TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE, DISPACCIAMENTO E VENDITA NEL SISTEMA DI DISTRIBUZIONE CHIUSO [_____]

Visti:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99 (di seguito: legge n. 99/2009);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, 91/2014 convertito con modificazioni dalla legge 11 agosto 2014, n. 116/2014 (di seguito: decreto legge 91/14);
- il decreto-legge 30 dicembre 2016, n. 244, convertito con modificazioni dalla legge 27 febbraio 2017, n. 19 (di seguito: decreto legge 244/2017);
- la Nota integrativa della Commissione europea del 22 gennaio 2010 in materia di mercati retail, relativa a chiarimenti nell'interpretazione di quanto disposto dalla direttiva 2009/72/CE, con particolare riferimento alla disciplina relativa ai Sistemi di Distribuzione Chiusi (di seguito: Nota integrativa 22 gennaio 2010);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ora Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito: Autorità) 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 recante Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA) come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Settlement o TIS);
- la deliberazione dell'Autorità 12 aprile 2010, ARG/elt 52/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 52/10);
- la delibera dell'Autorità 6 maggio 2010, ARG/elt 66/10 (di seguito: delibera ARG/elt 66/10);
- la delibera dell'Autorità 11 dicembre 2014, 609/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 609/2014/R/eel);
- la delibera dell'Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel, come successivamente modificata e integrata, recante regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023; in particolare, l'Allegato A (TIT – Testo integrato del trasporto), l'Allegato B (TIME – Testo integrato della misura elettrica nella versione in vigore dal 1° gennaio 2017) e l'Allegato C (TIC – Testo integrato delle connessioni);
- la deliberazione dell'Autorità 29 maggio 2015, 258/2015/R/com, come successivamente modificata e integrata, recante primi interventi in materia di morosità nei mercati retail dell'energia elettrica e gas naturale e revisione dei tempi dello switching nel settore del gas naturale;
- la delibera dell'Autorità 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel recante Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica: disposizioni in merito alle garanzie contrattuali ed alla fatturazione del servizio come successivamente modificata e integrata (di seguito: delibera 268/2015/R/eel);

- la delibera dell’Autorità 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel (di seguito: delibera 539/2015/R/eel) e il relativo allegato A recante regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi di distribuzione chiusi come successivamente integrato e modificato la delibera dell’Autorità 28 luglio 2016, 442/2016/R/eel (di seguito: TISDC) come successivamente modificato e integrato;
- la delibera dell’Autorità 22 dicembre 2016, 788/2016/R/eel;
- la delibera dell’Autorità 20 aprile 2017, 276/2017/R/eel recante Aggiornamento del Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e del Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi, a seguito del decreto-legge “Milleproroghe 2016” (di seguito: delibera 276/2017/R/eel).

Considerato che:

- i. l’articolo 6, comma 9, del decreto legge 244/2017 ha stabilito, tra l’altro, che:
 - a decorrere dal 1° gennaio 2017 le parti variabili degli oneri generali di sistema sono applicate all’energia elettrica prelevata dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi;
 - il comma 5 dell’articolo 33 della legge 23 luglio 2009, n. 99, e i commi da 1 a 7 e il comma 9 dell’articolo 24 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, sono abrogati;
 - al comma 1-bis dell’articolo 4 del decreto-legge 14 novembre 2003, n. 314, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 dicembre 2003, n. 368, le parole: "di un'aliquota della componente della tariffa elettrica pari a 0,015 centesimi di euro per ogni kilowattora consumato" sono sostituite dalle seguenti: "di aliquote della tariffa elettrica per un gettito complessivo pari a 0,015 centesimi di euro per ogni kilowattora prelevato dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi"»
- ii. le disposizioni richiamate al precedente punto hanno, in pratica, l’effetto di abrogare le disposizioni che, a partire dal 1° gennaio 2014, ponevano un onere tariffario, sebbene ridotto (nella misura del 5%), sull’energia elettrica prodotta e autoconsumata nei sistemi di utenza tra cui rientrano le reti interne di utenza;
- iii. con la delibera 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel, l’Autorità ha definito modalità e condizioni per la regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi di distribuzione chiusi – SDC – tra cui rientrano le SDC;
- iv. sulla base delle disposizioni di cui all’Allegato A alla predetta delibera 539/2015/R/eel (Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi - TISDC) [_____] è il gestore della SDC che agisce alla pari di una qualunque impresa distributrice erogando, tra l’altro, i servizi di connessione, trasporto e regolazione economica di detti servizi unitamente alla regolazione economica degli oneri generali di sistema e altri oneri secondo le modalità e le condizioni come di seguito richiamate;
- v. ai sensi dell’articolo 10, comma 10.9, del TISDC il gestore del SDC è esonerato dall’applicazione, ai propri utenti, dei corrispettivi di connessione, trasmissione, distribuzione e misura definiti dall’Autorità. Il gestore del SDC definisce corrispettivi autonomi per la remunerazione dei servizi dal medesimo erogati,

- secondo criteri trasparenti, non discriminatori, proporzionati ai costi del servizio erogato e coerenti con quanto disposto dal TISDC. Sono fatti salvi i poteri dell'Autorità di vigilanza e di intervento a tutela degli utenti nel caso di condotte lesive poste in essere dal gestore del SDC;
- vi. ai sensi dell'articolo 20 del TISDC ciascun utente di un SDC, o un suo mandatario senza rappresentanza, è tenuto a siglare il contratto di trasporto con il gestore del SDC e in relazione alla regolazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione per gli utenti del SDC, il gestore del SDC può applicare condizioni tecnico-economiche autonome e diverse dalle tariffe fissate dall'Autorità;
- vii. ai sensi dell'articolo 21 del TISDC il gestore di un SDC calcola l'ammontare degli oneri generali di sistema direttamente imputabili ai singoli clienti finali utenti della propria rete e provvede a fatturarli alle relative imprese di vendita nell'ambito del contratto di trasporto secondo quanto previsto all'articolo 20 del medesimo TISDC;
- viii. l'articolo 16 del TISDC stabilisce modalità e condizioni secondo cui un gestore del SDC è tenuto a quantificare, raccogliere e versare a Cassa Servizi per l'Energia e l'Ambiente - CSEA - le quote di gettito derivanti dall'applicazione delle componenti A e UC ai clienti finali utenti del SDC; e che nel caso di un SDC, tali quote di gettito sono definite come di seguito indicate (quote di gettito regolate):
- con riferimento alle componenti A e UC espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, la quota di gettito che deriva dall'applicazione di dette componenti al punto di connessione del SDC alla rete con obbligo di connessione di terzi (punto di interconnessione con la rete pubblica) – *quota fissa per punto*;
 - con riferimento alle componenti A e UC espresse in centesimi di euro/kW impegnato per anno, la quota di gettito che deriva dall'applicazione di dette componenti al punto di connessione del SDC alla rete con obbligo di connessione di terzi – *quota fissa potenza*;
 - con riferimento alle componenti A, UC e MCT espresse in centesimi di euro/kWh, la quota di gettito che deriva dall'applicazione di dette componenti all'energia elettrica complessivamente prelevata dalla rete pubblica tramite punto di connessione del SDC alla rete con obbligo di connessione di terzi – *quota variabile prelievo*;
- ix. l'applicazione puntuale delle predette componenti deve rispondere a disposizioni tecniche specifiche indicate negli articoli 16 e 21 del TISDC a cui si rimanda per l'operatività del presente regolamento;
- x. l'energia elettrica prelevata dal punto di connessione del cliente finale al SDC ma non prelevata da rete pubblica imputabile a ciascun cliente finale utente della SDC è calcolata secondo le modalità di cui all'articolo 16, comma 16.3 del TISDC e più precisamente è pari al prodotto tra:
- la differenza tra l'energia elettrica complessivamente prelevata dal SDC tramite i punti di connessione relativi ad utenze della rete privata che insistono sulla rete medesima (consumo interno del SDC) e l'energia elettrica complessivamente prelevata dalla rete pubblica (prelievo netto del SDC dalla rete pubblica);
 - e il rapporto tra il prelievo di energia elettrica della singola utenza della SDC e la sommatoria dei prelievi di tutte le utenze della SDC.

- Ai fini del calcolo del presente rapporto, i dati di misura dell'energia elettrica devono essere riportati al punto di interconnessione al più alto livello di tensione applicando i fattori percentuali di perdita di cui alla tabella 4 del Testo integrato del settlement (TIS);
- xi. sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 23, comma 23.1, le tempistiche di valutazione dell'energia elettrica prelevata dal punto di connessione del cliente finale al SDC ma non prelevata da rete pubblica imputabile a ciascun cliente finale utente del SDC devono essere tali da consentire alle imprese di vendita il rispetto della regolazione di carattere generale e che, pertanto, detta valutazione dovrà essere effettuata almeno con cadenza mensile;
- xii. nell'ambito della regolazione dei sistemi di distribuzione chiusi, ai rapporti intercorrenti tra il gestore del SDC e gli utenti del SDC devono essere adottate le disposizioni, per quanto applicabili, di cui alla delibera 268/2015/R/eel come successivamente modificata e integrata recante Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica.

tutto quanto sopra visto e considerato a formare parte integrante ed essenziale del presente atto si adotta il seguente:

REGOLAMENTO PER L'EROGAZIONE DEI SERVIZI DI CONNESSIONE, MISURA, TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE, DISPACCIAMENTO E VENDITA NEL SISTEMA DI DISTRIBUZIONE CHIUSO [_____]

**PARTE I
DISPOSIZIONI GENERALI**

Articolo 1
Definizioni

- 1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente Allegato si applicano le definizioni di cui al TIT e di cui al TISDC oltre alle seguenti:
- **SDC (o anche SDC)**: sistema di distribuzione chiuso corrispondente alla SDC di [_____];
 - **Regolamento**: il presente regolamento per l'erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel sistema di distribuzione chiuso di [_____];
 - **Gestore del SDC / Gestore della SDC**: [_____];
 - **TISDC**: Testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi, Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 12 novembre 2015, 539/2015/R/EEL, come successivamente modificato e integrato.

Articolo 2
Oggetto e ambito di applicazione

- 2.1 Il presente Regolamento reca le disposizioni aventi ad oggetto la regolazione dei corrispettivi per la remunerazione dei seguenti servizi erogati agli utenti connessi

al SDC:

- a) connessione al SDC;
- b) trasmissione dell'energia elettrica;
- c) distribuzione dell'energia elettrica;
- d) misura dell'energia elettrica;
- e) dispacciamento dell'energia elettrica;
- f) vendita dell'energia elettrica.

2.2 I contratti aventi ad oggetto i servizi di cui al comma 2.1 relativi a punti di prelievo nella titolarità di clienti finali devono corrispondere alle seguenti tipologie:

- a) per utenze domestiche in bassa tensione, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare applicazioni a fini domestici per i soli nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile;
- b) per utenze in bassa tensione riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare le applicazioni relative a servizi generali del SDC;
- c) per utenze in bassa tensione diverse da quelle di cui alle lettere a), b);
- d) per utenze in media tensione riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare le applicazioni relative a servizi generali del SDC;
- e) per utenze in media tensione diverse da quelle di cui alla lettera d).

2.3 Ai fini del calcolo dei corrispettivi per i servizi di cui al comma 2.1, le misure rilevanti sono esclusivamente quelle di cui all'articolo 5.

Articolo 3

Criteria generali di regolazione dei corrispettivi

3.1 Le tariffe per i servizi di cui al comma 2.1, come disciplinate dal presente Regolamento, sono applicate dal Gestore del SDC in maniera non discriminatoria a tutte le attuali e potenziali controparti appartenenti alla medesima tipologia contrattuale.

PARTE II

SERVIZI DI CONNESSIONE, MISURA, TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE, DISPACCIAMENTO E VENDITA PER I CLIENTI FINALI

Articolo 4

Servizio di connessione

4.1 Tutte le utenze che sorgono su particelle catastali rientranti all'interno dell'ambito territoriale di un SDC sono utenze connettabili al predetto SDC a condizione che la loro inclusione nell'ambito di tale sistema non pregiudichi i requisiti previsti dalla definizione di SDC, nonché requisiti di cui al comma 4.2.

4.2 Eventuali interventi di realizzazione di nuove unità di produzione e/o di consumo o di potenziamento, rifacimento, dismissione e riattivazione di unità di produzione

e/o di consumo che siano risultate tra le utenze della SDC alla data del 15 agosto 2009 possono essere ammessi purché rispettino i requisiti di cui all'articolo 33, comma 1, della legge 99/09 e di cui alla deliberazione ARG/elt 52/10 e sue successive modifiche e integrazioni.

- 4.3 Rientrano tra le utenze connettabili anche le utenze realizzate all'interno dell'ambito territoriale del SDC e i cui utenti siano nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile, ivi inclusi i nuclei familiari per i quali esistono rapporti di lavoro con aziende connesse a un SDC e inizialmente facenti parte dello stesso gruppo societario di appartenenza del proprietario del SDC.
- 4.4 I corrispettivi per l'erogazione del servizio di connessione sono determinati dal Gestore del SDC a valle della richiesta di connessione formulata da un utente sulla base del principio del costo preventivabile per gli interventi di competenza del medesimo gestore. I corrispettivi per la connessione includono anche le componenti a copertura dei costi sostenuti dal Gestore del SDC per l'installazione delle apparecchiature di misura secondo quanto stabilito nell'Articolo 5.
- 4.5 Ai fini della connessione valgono le seguenti condizioni:
- a) devono essere rispettate le regole tecniche di connessione valide per la rete pubblica ed in particolare le Norme CEI 0-16, CEI 0-21 e il Codice di rete di Terna, nonché le deliberazioni dell'Autorità atte a rendere conformi a tali norme gli impianti di consumo e di produzione già in esercizio alla data di entrata in vigore delle predette norme o dei relativi aggiornamenti;
 - b) l'attivazione della connessione alla rete privata può avvenire solo a seguito della verifica dell'avvenuta sottoscrizione da parte dell'utente dei contratti di trasporto e dispacciamento;
 - c) deve essere rispettata la normativa in materia di registrazione degli impianti di produzione sul sistema GAUDI, nonché degli obblighi che tale normativa impone sui produttori e sui gestori delle reti cui i relativi impianti sono connessi;
 - d) nel caso di un impianto di produzione, l'attivazione della connessione può avvenire solo a seguito dell'avvenuto completamento sul sistema GAUDI dell'iter di connessione previsto dal TICA.

In particolare, le disposizioni di cui alla precedente lettera a) si applicano unicamente nel caso di nuove connessioni o di rifacimenti sostanziali di impianto.

- 4.6 Ogni produttore è soggetto a tutti gli obblighi di natura anagrafica e commerciale necessari a qualificare nel mercato l'impianto e le sue unità di produzione e a permettere l'attivazione stessa della connessione. Pertanto, ciascun produttore è tenuto a effettuare la registrazione degli impianti di produzione e delle relative UP in GAUDI, secondo le tempistiche e le modalità previste dalla regolazione vigente e a comunicare l'avvenuta attestazione al gestore del SDC cui l'impianto è o sarà connesso.
- 4.7 E' fatto salvo il diritto di libero accesso al sistema elettrico con effetti sul servizio di connessione derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 7

del TISDC.

- 4.8 In caso di richieste di connessione relative a utenze non connettabili, il gestore del SDC comunica al richiedente l'impossibilità di poter procedere alla connessione e la necessità da parte del richiedente di presentare la predetta richiesta al gestore di rete concessionario competente ai sensi del TIC e/o del TICA. Resta impregiudicata per il gestore del SDC la possibilità o l'obbligo (nei soli casi di SDC con obbligo di messa a disposizione) di connettere alla propria rete un'utenza della rete pubblica nei casi in cui il gestore di rete concessionario lo richieda.

Articolo 5

Servizio di misura dell'energia elettrica

- 5.1 In relazione agli utenti del SDC:
- a) il responsabile delle attività di installazione e di manutenzione delle apparecchiature di misura è il gestore del SDC in relazione al punto di connessione con il SDC;
 - b) il responsabile delle attività di raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa nel SDC o prelevata dal SDC è il gestore del SDC.
- 5.2 Al fine dell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica nei casi di cui al comma 5.1 valgono le seguenti condizioni:
- a) in ciascun punto di connessione di un'utenza del SDC devono essere installate apparecchiature di misura conformi alle disposizioni normative e regolatorie vigenti sulla rete pubblica per punti di connessione al medesimo livello di tensione e della medesima tipologia, fermo restando quanto previsto alla successiva lettera b). A tal fine è responsabilità del gestore del SDC che l'installazione delle apparecchiature di misura sia fatta in conformità con la regolazione vigente e con quanto indicato nel TISDC;
 - b) la programmazione delle apparecchiature di misura di cui alla lettera a) e il trattamento dei relativi dati di misura deve essere fatto sulla base delle disposizioni previste dal TIS, dal TIV e dal Codice di rete per i punti di connessione alla rete pubblica al medesimo livello di tensione e della medesima tipologia, fermo restando il gestore del SDC installa misuratori orari anche nel caso di utenti con potenza disponibile fino a 55 kW, prevedendo anche per i medesimi il trattamento orario dei relativi dati di misura;
 - c) il gestore del SDC ottempera agli obblighi informativi e di trasmissione dei dati di misura previsti in capo al responsabile del predetto servizio dalla regolazione generale vigente;
 - d) il gestore del SDC, al fine di definire gli algoritmi di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata da ciascuna utenza della rete privata, nonché gli allegati 5 al Codice di rete, si coordina con Terna in tutti i casi in cui la rete privata sia connessa alla RTN o ad una rete in AT o nel caso in cui alla rete del SDC sia connessa una unità di produzione abilitata.

- 5.3 Nei casi di cui al comma 5.1, i corrispettivi per l'erogazione del servizio di misura, per quanto concerne le attività di manutenzione dei misuratori nel solo caso di utenze corrispondenti ad unità di consumo (corrispettivo INS), nonché dell'attività di raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa nel SDC o prelevata dal SDC (corrispettivo RAV) sono ricompresi nei corrispettivi determinati come indicati nell'Allegato 1 al presente Regolamento.
- 5.4 In relazione ai punti indiretti di interconnessione si applicano le disposizioni di cui all'articolo 14 del TISDC.

Articolo 6

Servizio di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica

- 6.1 Ciascun utente di un SDC, o un suo mandatario senza rappresentanza, è tenuto a siglare il contratto di trasporto con il gestore del SDC.
- 6.2 I corrispettivi unitari per l'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione applicabili a ciascun utente in relazione alle tipologie contrattuali definite al precedente comma 2.2, sono determinati secondo quanto indicati nell'Allegato 1 al presente Regolamento.
- 6.3 Per ciascuna utenza in prelievo della propria rete, il gestore del SDC fattura all'impresa di vendita titolare del relativo contratto di trasporto e dispacciamento i corrispettivi di cui al comma 6.2, nonché gli oneri che, ai sensi degli articoli 9 e 10 come ricavabili dalle delibere di aggiornamento periodico degli oneri che l'Autorità adotta su base trimestrale nel corso dell'anno a valere per il trimestre successivo, sono imputabili alla predetta utenza.
- 6.4 Nel caso di produttori di energia elettrica gestiti in regime di utenze della rete pubblica non trovano applicazione le disposizioni di cui all'articolo 18 del TIT.

Articolo 7

Servizio di dispacciamento dell'energia elettrica

- 7.1 Ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento agli utenti dei SDC, si applica la regolazione vigente per gli utenti della rete pubblica. La conclusione, direttamente o attraverso l'interposizione di un terzo, del contratto per il servizio di dispacciamento e trasporto è condizione necessaria per immettere e/o prelevare energia elettrica nella rete del SDC. L'applicazione delle disposizioni in materia di dispacciamento avviene in relazione all'energia elettrica immessa e prelevata da ciascun utente attraverso il punto di connessione della propria utenza alla rete del SDC.
- 7.2 All'energia elettrica immessa e prelevata dagli utenti del SDC nei rispettivi punti di connessione alla rete del SDC si applicano i coefficienti di perdita convenzionali previsti dall'articolo 76, comma 76.1, lettere a) e b), del TIS in

relazione al livello di tensione del punto di connessione dell'utenza del SDC alla predetta rete privata.

Articolo 8

Disposizioni inerenti la vendita di energia elettrica

- 8.1 Ai fini della vendita di energia elettrica si applicano le disposizioni di cui all'articolo 23 del TISDC.

PARTE III

PRESTAZIONI PATRIMONIALI IMPOSTE

Articolo 9

Applicazione degli oneri generali di sistema alle utenze del SDC

- 9.1 Ai sensi dell'articolo 21 del TISDC il Gestore del SDC calcola l'ammontare degli oneri generali di sistema direttamente imputabili ai singoli clienti finali utenti della propria rete (oneri generali imposti) ai sensi delle disposizioni di cui al seguente comma 9.2 e provvede a fatturarli alle relative imprese di vendita nell'ambito del contratto di trasporto di cui al comma 6.1 secondo le modalità di cui al successivo comma 9.3.
- 9.2 Il gestore del SDC quantifica, raccoglie e versa a Cassa Servizi per l'Energia e l'Ambiente - CSEA - le quote di gettito derivanti dall'applicazione delle componenti A e UC definite come di seguito indicate (quote di gettito regolate):
- a) con riferimento alle componenti A e UC espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, la quota di gettito che deriva dall'applicazione di dette componenti al punto di connessione della SDC alla rete con obbligo di connessione di terzi (punto di interconnessione con la rete pubblica) – *quota fissa per punto*;
 - b) con riferimento alle componenti A e UC espresse in centesimi di euro/kW impegnato per anno, la quota di gettito che deriva dall'applicazione di dette componenti al punto di connessione della SDC alla rete con obbligo di connessione di terzi – *quota fissa potenza*;
 - c) con riferimento alle componenti A, UC e MCT espresse in centesimi di euro/kWh, la quota di gettito che deriva dall'applicazione di dette componenti all'energia elettrica complessivamente prelevata dalla rete pubblica tramite punto di connessione della SDC alla rete con obbligo di connessione di terzi – *quota variabile prelievo*.
- 9.3 Il gestore della SDC calcola l'ammontare degli oneri generali di sistema direttamente imputabili ai singoli clienti finali utenti della propria rete e provvede a fatturarli alle relative imprese di vendita nell'ambito del contratto di trasporto. A tal fine:
- a. l'ammontare complessivo relativo alle componenti di cui al comma 9.2, lettera a), viene ripartito fra tutti i clienti finali utenti della SDC utilizzando come pesi i corrispettivi che sarebbero stati applicati ai singoli clienti finali sulla base del livello di tensione del punto di connessione della relativa utenza alla SDC;

- b. l'ammontare complessivo relativo alle componenti di cui al comma 9.2, lettera b), viene ripartito fra tutti i clienti finali utenti della SDC in modo proporzionale alla potenza impegnata nel punto di connessione della relativa utenza alla SDC;
 - c. l'ammontare complessivo relativo alle componenti di cui al comma 16.2, lettera c), viene ripartito fra tutti i clienti finali utenti della SDC in modo proporzionale ai prelievi di energia elettrica dalla SDC misurati sul punto di connessione della relativa utenza alla SDC. A tal fine i dati di misura dell'energia elettrica devono essere riportati al punto di interconnessione al più alto livello di tensione applicando i fattori percentuali di perdita di cui alla tabella 4 del TIS.
- 9.4 Il gestore del SDC applica alle controparti dei contratti di trasporto di cui al comma 6.2 le componenti tariffarie A, MCT e UC, ovvero le componenti tariffarie a copertura degli oneri di sistema, vigenti nel mese di riferimento in relazione ai punti di connessione dei clienti finali del SDC.

PARTE IV

GESTIONE DEI BENEFICI ECONOMICI CONNESSI AL FUNZIONAMENTO DELLA SDC

Articolo 10

Gestione degli oneri evitati

- 10.1 Ai fini dell'applicazione delle disposizioni di cui al presente Regolamento l'energia elettrica prelevata dal punto di connessione del cliente finale del SDC, ma non prelevata da rete pubblica imputabile a ciascun cliente finale utente del SDC (autoconsumo del singolo cliente) è calcolata secondo le modalità di cui all'articolo 16, comma 16.3 del TISDC e più precisamente è pari al prodotto tra:
- a) la differenza tra l'energia elettrica complessivamente prelevata dalla SDC tramite i punti di connessione relativi ad utenze della rete privata che insistono sulla rete medesima (consumo interno della SDC) e l'energia elettrica complessivamente prelevata dalla rete pubblica (prelievo netto della SDC dalla rete pubblica);
 - b) e il rapporto tra il prelievo di energia elettrica della singola utenza della SDC e la sommatoria dei prelievi di tutte le utenze della SDC.
- Ai fini del calcolo del presente rapporto, i dati di misura dell'energia elettrica devono essere riportati al punto di interconnessione al più alto livello di tensione applicando i fattori percentuali di perdita di cui alla tabella 4 del Testo integrato del settlement (TIS).
- 10.2 I benefici economici connessi al funzionamento della SDC (oneri evitati) sono:
- a) *oneri generali evitati* di cui al comma 9.5;
 - b) *costo evitato di trasporto* di cui al comma 9.6;
 - c) *costo evitato di energia* di cui al comma 9.8.
- 10.3 Gli *oneri generali evitati* di cui al comma 10.2, lettera a) sono pari, per ciascun utente della SDC, alla differenza tra l'ammontare derivante dall'applicazione

delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di sistema (componenti A e UC) in relazione al punto di connessione dell'utente alla SDC e all'energia elettrica prelevata dalla SDC dall'utente attraverso il medesimo punto di connessione (*onere generale totale teorico*) e l'ammontare derivante dall'applicazione delle disposizioni di cui al comma 9.3.

- 10.4 Il *costo evitato di trasporto* è pari, per ciascun utente della SDC, alla differenza, se positiva, tra l'ammontare derivante dall'applicazione delle componenti tariffarie a copertura dei costi di trasporto (componenti TRAS, DIS e MIS) in relazione al punto di connessione dell'utente al SDC e all'energia elettrica prelevata dal SDC dall'utente attraverso il medesimo punto di connessione (*onere di trasporto totale teorico*) e il costo di trasporto effettivamente sostenuto dal gestore della SDC di cui al comma 10.5.
- 10.5 Il costo di trasporto effettivamente sostenuto dal gestore del SDC è pari alla somma dell'ammontare derivante dall'applicazione delle componenti tariffarie a copertura dei costi di trasporto sulla rete di trasmissione applicati da Terna Spa al gestore della SDC in relazione al punto di interconnessione del SDC e dei costi per la realizzazione e la gestione delle infrastrutture del SDC.
- 10.6 Il *costo evitato di energia* è pari, per ciascun utente del SDC, all'ammontare derivante dall'applicazione del corrispettivo unitario della componente energia acquistata sul mercato dell'energia applicato all'autoconsumo del singolo cliente calcolato secondo le modalità di cui al comma 10.1.
- 10.7 Ciascun utente del SDC ha il diritto ad essere compensato degli oneri evitati di cui al comma 10.3 ad esso attribuibili [al netto dell'eventuale quota attribuibili al soggetto produttore/ai soggetti produttori utenti del SDC determinata sulla base di specifico accordo regolato con il gestore del SDC].

PARTE V DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 11

Diritti e obblighi del Gestore del SDC

- 11.1 Il gestore del SDC è il titolare della rete privata che collega le diverse utenze del SDC o un suo mandatario ed agisce come unico gestore della medesima rete. Tale soggetto può essere diverso dai clienti finali e dai produttori connessi alla rete privata e non è titolare di concessioni di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione di energia elettrica.
- 11.2 Il gestore del SDC è responsabile della gestione in sicurezza della propria rete, nonché della sicurezza di persone e cose in relazione all'attività svolta.
- 11.3 Il gestore del SDC è esonerato dall'applicazione, ai propri utenti, dei corrispettivi di connessione, trasmissione, distribuzione e misura definiti dall'Autorità. Il

gestore del SDC definisce corrispettivi autonomi per la remunerazione dei servizi dal medesimo erogati, secondo criteri trasparenti, non discriminatori, proporzionati ai costi del servizio erogato e coerenti con quanto disposto dal TISDC. Sono fatti salvi i poteri dell'Autorità di vigilanza e di intervento a tutela degli utenti nel caso di condotte lesive poste in essere dal gestore del SDC.

- 11.4 Il gestore del SDC è esonerato dall'applicazione del TIQE e della deliberazione ARG/elt 197/11 in relazione ai propri utenti. In relazione ad essi, le responsabilità dell'impresa distributrice concessionaria competente e di Terna (per quanto applicabile) in relazione alla qualità del servizio sono limitate al punto di interconnessione tra la rete privata del SDC e la rete pubblica.

Articolo 12

Diritti e obblighi degli utenti del SDC

- 12.1 E' fatto divieto agli utenti del SDC di connettere utenti terzi direttamente alle loro infrastrutture impiantistiche senza il previo consenso scritto del Gestore del SDC.
- 12.2 L'ambito territoriale del SDC è quello riscontrabile [_____] secondo le disposizioni di cui all'articolo 5 del TISDC e non può essere ulteriormente esteso. E' fatto divieto agli utenti del SDC di apportare modificazioni territoriali al proprio sito senza il previo consenso scritto del Gestore del SDC.
- 12.3 Ai fini dell'applicazione del presente Regolamento è fatto obbligo a ciascun utente del SDC o suo mandatario di siglare il contratto di trasporto secondo il contratto-tipo "Contratto per il servizio di trasporto dell'energia elettrica" predisposto dal SDC.

Articolo 13

Disposizioni finali e transitorie

- 13.1 In deroga alle disposizioni di cui all'articolo 5, comma 5.2, lettera a), possono essere elaborati algoritmi di misura atti alla determinazione della misura in punti di connessione equivalenti a più centri di consumo interni al SDC a condizione che tali centri di consumo siano tutti nella titolarità del medesimo cliente finale e che le misure effettive utilizzate per l'elaborazione rispettino le condizioni di cui al medesimo comma 5.2, lettera b).
- 13.2 Al fine dell'applicazione degli articoli 9 e 10 i corrispettivi unitari regolati da utilizzare su base mensile sono quelli adottati dall'Autorità e vigenti nel trimestre di riferimento. L'applicazione mensile dei predetti corrispettivi avviene sulla base della normativa vigente.

Articolo 14

Entrata in vigore e validità

- 14.1 Il presente Regolamento entra in vigore il [_____].
- 14.2 Il presente Regolamento può essere rivisto e integrato dal gestore del SDC. La validità delle modifiche e delle integrazioni al presente Regolamento entreranno in vigore il primo giorno del mese successivo alla loro data di comunicazione, fatte salve modifiche e integrazioni derivanti da disposizioni di legge o di carattere normativo che impongano la modifica diretta del presente Regolamento.
- 14.3 Il Gestore del SDC è tenuto a dare informazione scritta agli utenti del SDC del presente Regolamento e delle sue eventuali modifiche e integrazioni.

Luogo, _____

