

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
183/2013/R/EEL

**QUADRO DEFINITIVO IN MATERIA DI RETI PUBBLICHE, SISTEMI DI
DISTRIBUZIONE CHIUSI E SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E
CONSUMO**

ORIENTAMENTI FINALI

Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica

2 maggio 2013

Premessa

Il decreto legislativo n. 115/08 di attuazione della direttiva europea 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici, la legge n. 99/09 recante disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia ed il conseguente decreto ministeriale 10 dicembre 2010 di attuazione dell'articolo 30, comma 27, della legge n. 99/09 e, infine, l'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11 di recepimento della direttiva 2009/72/CE, definiscono, tra l'altro, nuove fattispecie quali i Sistemi Efficienti di Utenza (SEU), non classificati tra le reti elettriche, le Reti Interne di Utenza (RIU) e le reti in assetto di Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), attribuendo all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) il compito di definire i criteri e le condizioni per l'erogazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento, tenendo conto delle agevolazioni previste.

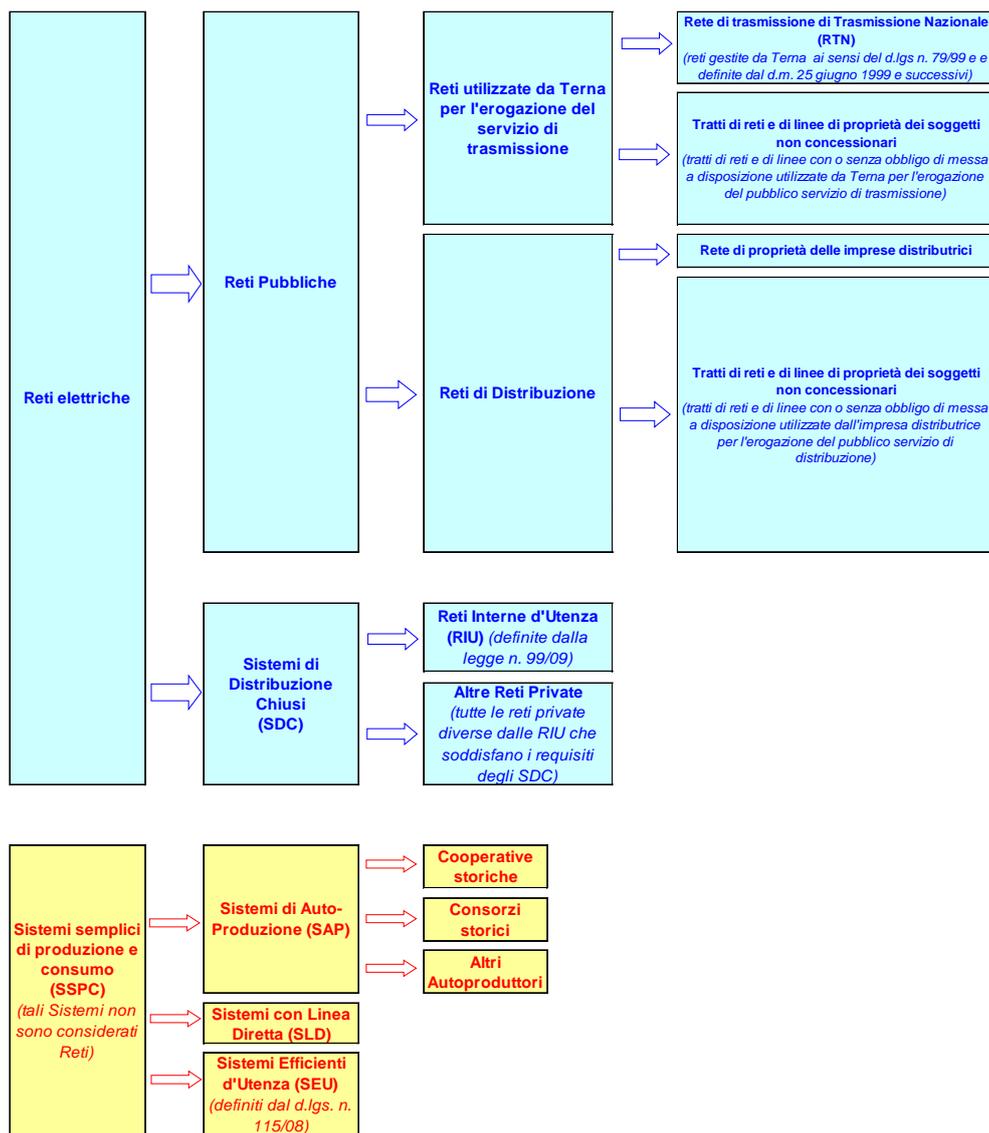
Con il documento per la consultazione 4 agosto 2011, n. 33 (di seguito DCO 33/11), sono stati sottoposti ad una prima consultazione gli orientamenti dell'Autorità in relazione all'attuazione dei predetti compiti.

Il presente documento, tenuto conto degli esiti della predetta consultazione e dei pronunciamenti della giustizia amministrativa, sottopone a consultazione gli orientamenti finali dell'Autorità in relazione al completamento del quadro delle definizioni in materia di Reti Elettriche (Reti Elettriche Pubbliche, reti in assetto di SDC) e Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) che non sono annoverati tra le reti elettriche (vedi figura). Si rimanda a successivi documenti la consultazione degli orientamenti finali dell'Autorità in relazione alla regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso dei SSPC e nel caso dei SDC (Reti Interne di Utenza e Altre Reti Private).

Si sottolinea sin d'ora l'intenzione dell'Autorità di orientare la propria regolazione a un principio di non discriminazione, con riguardo all'erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nonché all'applicazione degli oneri generali di sistema nel caso dei SSPC e nel caso di reti in assetto di SDC. Inoltre, si evidenzia che la normativa primaria prevede benefici tariffari per i SEU, i sistemi ad essi equiparati (SESEU) e le RIU: tali benefici sono correlati alle configurazioni di rete adottate e agli assetti societari e, pertanto non consentono un'applicazione selettiva che tenga conto delle diverse tipologie di attività produttive svolte dai beneficiari. In più, a parità di oneri complessivi, la presenza di esoneri tariffari comporta l'aumento del valore medio unitario delle componenti tariffarie per gli utenti che non rientrano nei regimi agevolati. L'Autorità valuterà l'opportunità di segnalare al Governo e al Parlamento la situazione sopra descritta affinché si valuti l'opportunità di introdurre modifiche normative.

Il presente documento è organizzato in tre parti:

- una prima parte in cui sono presentati gli orientamenti finali relativi al completamento del quadro definitorio in materia di Reti Elettriche Pubbliche, reti in assetto di SDC e SSPC a seguito delle recenti modifiche normative e dei pronunciamenti della giustizia amministrativa;*
- l'Appendice 1 in cui, per comprendere pienamente l'attuale quadro normativo e quindi le motivazioni alla base dei predetti orientamenti finali, è presentata una ricostruzione storica dell'evoluzione normativa che ha avuto la regolazione dell'attività di distribuzione e di autoproduzione nel corso degli anni;*
- l'Appendice 2 in cui è riportata una sintesi delle risposte al DCO 33/11 in relazione agli orientamenti sul quadro definitorio sottoposto a consultazione nel predetto DCO.*



*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire alla Direzione Mercati dell'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro il **14 giugno 2013**.*

I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.

È preferibile che i soggetti interessati inviino le proprie osservazioni e commenti attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità.

In alternativa, osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail (preferibile) con allegato il file contenente le osservazioni, fax o posta.

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Mercati
Direzione Infrastrutture
Piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02.655.65.290/284 - fax 02.655.65.265
e-mail: mercati@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

INTRODUZIONE.....	5
Il ruolo dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas a seguito del decreto legislativo n. 115/08, della legge n. 99/09 e del decreto ministeriale 10 dicembre 2010 e le finalità del presente documento per la consultazione	5
PARTE PRIMA.....	11
QUADRO DEFINITORIO IN MATERIA DI RETI PUBBLICHE, SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI E SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO	11
I.1 Orientamenti finali in merito alla definizione e all’individuazione delle diverse tipologie di Reti Elettriche: le Reti Pubbliche e i Sistemi di Distribuzione Chiusi .	11
I.1.1 Le Reti Pubbliche	12
I.1.2 I Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC).....	13
I.1.3 L’obbligo di messa a disposizione delle reti di proprietà di soggetti non concessionari per l’erogazione del pubblico servizio di trasmissione e di distribuzione.....	15
I.2 Orientamenti finali in merito alla definizione e all’individuazione delle diverse tipologie di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo.....	19
I.2.1 I Sistemi di Auto-Produzione (SAP), i Sistemi con Linea Diretta (SLD) e i Sistemi Efficienti di Utenza (SEU)	19
I.2.2 I Sistemi Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU).....	24
I.3 Quadro di sintesi	26
APPENDICE 1	29
ANALISI ED INTERPRETAZIONE DEL QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO.....	29
A1.1 Il quadro normativo prima del decreto legislativo n. 79/99 di liberalizzazione del mercato elettrico italiano	29
A1.2 Il quadro normativo in esito al processo di liberalizzazione del mercato elettrico italiano e antecedente la legge n. 99/09	31
A1.2.1 Innovazioni introdotte dal decreto legislativo n. 79/99.....	31
A1.2.2 La deliberazione n. 37/01 e i successivi decreti ministeriali di rilascio o di conferma delle concessioni di distribuzione di energia elettrica.....	37
A1.2.3 Innovazioni introdotte dal decreto legislativo n. 115/08.....	39
A1.3 Le modifiche introdotte dalla legge n. 99/09, dal decreto ministeriale 10 dicembre 2010, dal decreto legislativo n. 93/11 e dalla sentenza n. 6407 del 13 luglio 2012 del TAR Lazio e il conseguente nuovo quadro normativo	40
A1.3.1 Innovazioni introdotte dalla legge n. 99/09	40
A1.3.2 Innovazioni introdotte dal decreto ministeriale 10 dicembre 2010.....	41
A1.3.3 La sentenza del TAR Lazio n. 6407 del 13 luglio 2012 in merito al decreto ministeriale 10 dicembre 2010.....	42
A1.3.4 Innovazioni introdotte dalla direttiva 2009/72/CE, recepita con il decreto legislativo n. 93/11.	44
APPENDICE 2	48
IL DCO 33/11 DEL 4 AGOSTO 2011	48
A2.1 Il documento per la consultazione del 4 agosto 2011, n. 33, in sintesi.....	48
A2.2 Esiti del procedimento di consultazione avviato con il DCO 33/11 in relazione agli orientamenti relativi al completamento del quadro definitorio in materia di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e Reti Private	49
A2.2.1 Esiti del DCO 33/11 in relazione ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo.....	50
A2.2.2 Esiti del DCO 33/11 in relazione alle Reti Private	52

INTRODUZIONE

Il ruolo dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas a seguito del decreto legislativo n. 115/08, della legge n. 99/09 e del decreto ministeriale 10 dicembre 2010 e le finalità del presente documento per la consultazione

Il decreto legislativo n. 115/08 di attuazione della direttiva europea 2006/32/CE relativa all’efficienza degli usi finali dell’energia e i servizi energetici, la legge n. 99/09 recante disposizioni per lo sviluppo e l’internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia ed il conseguente decreto ministeriale 10 dicembre 2010 di attuazione dell’articolo 30, comma 27, della legge n. 99/09 e il decreto legislativo n. 93/11 di recepimento della direttiva europea 2009/72/CE relativa al mercato interno dell’energia elettrica definiscono, tra l’altro, nuove fattispecie quali i Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) e i sistemi ad essi equiparati (SESEU), le Reti Interne di Utenza (RIU), i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), attribuendo all’Autorità per l’energia elettrica e il gas (di seguito: l’Autorità) il compito di definire i criteri e le condizioni per l’erogazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento, tenendo conto delle agevolazioni previste.

In particolare:

- a) in relazione ai SEU, l’articolo 2, comma 1, lettera t), del decreto legislativo n. 115/08 prevede che il Sistema Efficiente di Utenza (SEU) sia un *“sistema in cui un impianto di produzione di energia elettrica, con potenza non superiore a 20 MWe e complessivamente installata sullo stesso sito, alimentato da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, anche nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale, è direttamente connesso, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all’impianto per il consumo di un solo cliente finale ed è realizzato all’interno dell’area di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente”*;
- b) in relazione ai SEU e ai Sistemi Equiparati ai SEU (SESEU), l’articolo 10 del decreto legislativo n. 115/08 prevede:
 - al comma 1 che *“l’Autorità per l’energia elettrica e il gas definisce le modalità per la regolazione dei sistemi efficienti di utenza, nonché le modalità e i tempi per la gestione dei rapporti contrattuali ai fini dell’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento, tenendo conto dei principi di corretto funzionamento del mercato elettrico e assicurando che non si producano disparità di trattamento sul territorio nazionale”*;
 - al comma 2 che *“Nell’ambito dei provvedimenti di cui al comma 1, l’Autorità per l’energia elettrica e il gas provvede inoltre affinché la regolazione dell’accesso al sistema elettrico sia effettuata in modo tale che i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione, nonché quelli di dispacciamento e quelli a copertura degli oneri generali di sistema di cui all’articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e degli oneri ai sensi dell’articolo 4, comma 1, del decreto-legge 14 novembre 2003, n. 314, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 dicembre 2003, n. 368, siano applicati esclusivamente all’energia elettrica prelevata sul punto di connessione. In tale ambito, l’Autorità prevede meccanismi di salvaguardia per le realizzazioni avviate in data antecedente alla data di entrata in vigore del presente decreto, in particolare estendendo il regime di regolazione dell’accesso al sistema elettrico di cui al precedente periodo almeno ai sistemi il cui assetto è conforme a tutte le seguenti condizioni [cd. SESEU]:*
 - a) *sono sistemi esistenti alla data di entrata in vigore del suddetto regime di regolazione, ovvero sono sistemi di cui, alla medesima data, sono stati avviati i lavori di realizzazione ovvero sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;*

- b) *hanno una configurazione conforme alla definizione di cui all'articolo 2, comma 1, lettera t) o, in alternativa, connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica nella titolarità del medesimo soggetto giuridico“;*
- c) in relazione alle RIU, l'articolo 33 della legge n. 99/09 prevede che l'Autorità:
- individui le reti che rientrano in codesta fattispecie;
 - individui le modalità con le quali è assicurato il diritto dei soggetti connessi alla RIU di accedere direttamente alle reti con obbligo di connessione di terzi;
 - definisca le condizioni alle quali le singole unità di produzione e di consumo connesse nella RIU fruiscono del servizio di dispacciamento e le modalità con le quali il soggetto responsabile della RIU provvede alle attività di misura all'interno della medesima rete, in collaborazione con i gestori di rete con obbligo di connessione di terzi deputati alle medesime attività;
 - formuli proposte al Ministero dello Sviluppo Economico concernenti eventuali esigenze di aggiornamento delle vigenti concessioni di distribuzione, trasmissione e dispacciamento;
 - adegui le proprie determinazioni tariffarie per dare attuazione alle modalità di applicazione dei corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione e dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema previste dalla legge per le reti interne di utenza e per le altre reti private;
- d) in relazione alle RIU, l'articolo 33 della legge n. 99/09 prevede inoltre:
- al comma 2 che *“Ai fini della qualità del servizio elettrico e dell'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione, la responsabilità del gestore di rete con obbligo di connessione di terzi è limitata, nei confronti delle unità di produzione e di consumo connesse alle RIU, al punto di connessione con la rete con obbligo di connessione di terzi, ferma restando l'erogazione, da parte della società Terna Spa, del servizio di dispacciamento alle singole unità di produzione e di consumo connesse alla RIU. Resta in capo al soggetto responsabile della RIU il compito di assicurare la sicurezza di persone e cose, in relazione all'attività svolta”;*
 - al comma 5 che *“a decorrere dalla data di entrata in vigore della presente legge (15 agosto 2009, n.d.r.) i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione, nonché quelli a copertura degli oneri generali di sistema di cui all'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e degli oneri ai sensi dell'articolo 4, comma 1, del decreto-legge 14 novembre 2003, n. 314, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 dicembre 2003, n. 368, sono determinati facendo esclusivo riferimento al consumo di energia elettrica dei clienti finali o a parametri relativi al punto di connessione dei medesimi clienti finali”;*
 - al comma 6 che *“Limitatamente alle RIU [...], i corrispettivi tariffari di cui al comma 5 si applicano esclusivamente all'energia elettrica prelevata nei punti di connessione”;*
- e) in relazione alle RIU, l'articolo 7, comma 4, del decreto ministeriale 10 dicembre 2010 prevede che *“l'Autorità per l'energia elettrica e il gas individua apposite misure per monitorare l'aggiornamento dei soggetti appartenenti ad una Rete interna di utenza, prevedendo opportuni accorgimenti atti a contenere l'estensione territoriale di tali reti”;*
- f) in relazione alle reti private, l'articolo 4, comma 2, del decreto ministeriale 10 dicembre 2010 prevede che *“l'Autorità per l'energia elettrica e il gas individua le modalità per l'esercizio del diritto di libero accesso al sistema elettrico da parte dei soggetti connessi alle reti con obbligo di libero accesso al sistema elettrico”;*
- g) in relazione alle reti private, ivi incluse le RIU, l'articolo 5 del decreto ministeriale 10 dicembre 2010 prevede che:
- *“l'Autorità per l'energia elettrica e il gas determina 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";

- e che, a tal fine, l'Autorità definisce disposizioni volte a disciplinare *"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 un rete privata ovvero richiedenti una nuova connessione"*;

h) in relazione ai Sistemi di Distribuzione Chiusi, il decreto legislativo 1 giugno 2011 n. 93/11, nel recepire la direttiva 2009/72/CE, all'articolo 38, comma 5, ha previsto che *"Ferma restando la disciplina relativa ai sistemi efficienti di utenza di cui all'articolo 2, comma 1, 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 nonché le altre reti elettriche private definite ai sensi dell'articolo 30, comma 27, della legge n. 99 del 2009, cui si applica l'articolo 33, comma 5, della legge 23 luglio 2009, n. 99."*

Con la deliberazione ARG/elt 52/10 e sue successive modifiche ed integrazioni,¹ l'Autorità ha provveduto ad attuare quanto disposto dal primo alinea della lettera c), pubblicando un primo elenco delle reti private che, nel rispetto di quanto previsto dall'articolo 33, comma 1, della legge n. 99/09, possono essere classificate come reti interne di utenza e prevedendo la possibilità di aggiornare il predetto elenco a seguito della valutazione positiva di eventuali future richieste di inserimento.

Con il documento per la consultazione 4 agosto 2011, n. 33 (di seguito DCO 33/11), sono stati sottoposti ad una prima consultazione pubblica gli orientamenti dell'Autorità in relazione all'attuazione dei compiti di cui alle lettere da a) ad f), nonché alcuni spunti e considerazioni propedeutiche all'avvio di una ulteriore consultazione che abbia ad oggetto gli orientamenti per l'attuazione di quanto previsto alla precedente lettera g).

Tenuto conto degli esiti della predetta consultazione pubblica e dei pronunciamenti della giustizia amministrativa², si è ritenuto opportuno suddividere le tematiche trattate nel DCO 33/11 in tre successivi documenti per la consultazione che presenteranno gli orientamenti finali dell'Autorità in relazione, rispettivamente:

- 1) al completamento del quadro definitorio in materia di Reti Elettriche Pubbliche, Sistemi di Distribuzione Chiusi e Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (lettere b) ed e), e primo alinea della lettera g));
- 2) alla regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di SSPC (lettere b) ed e));
- 3) alla regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso delle Reti Interne di Utenza e delle Altre Reti Private (secondo, terzo, quarto e quinto alinea della lettera c), lettera f) e secondo alinea della lettera g)).

Si sottolinea sin d'ora l'intenzione dell'Autorità di orientare la propria regolazione a un principio di non discriminazione, con riguardo all'erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nonché all'applicazione degli oneri generali di sistema nel caso dei SSPC e nel caso di reti in assetto di SDC. Inoltre, si evidenzia che la normativa primaria prevede benefici tariffari per i SEU, i sistemi ad essi equiparati (SESEU) e le RIU: tali benefici sono correlati alle configurazioni di rete adottate e agli assetti societari e, pertanto non consentono

¹ L'elenco delle reti interne di utenza è stato aggiornato dall'Autorità una prima volta con la deliberazione 6 maggio 2010 ARG/elt 66/10 e successivamente con la deliberazione 5 aprile 2012, 130/2012/R/eel e la deliberazione 14 giugno 2012, 245/2012/R/eel.

² Sentenza n. 6407 del 13 luglio 2012 del TAR Lazio nell'ambito del contenzioso avverso il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 10 dicembre 2010.

un'applicazione selettiva che tenga conto delle diverse tipologie di attività produttive svolte dai beneficiari.

L'articolo 33 della legge n. 99/09 e l'articolo 10 del decreto legislativo n. 115/08, infatti dispongono che, limitatamente alle RIU, ai SEU e ai SESEU, i corrispettivi tariffari di trasmissione e distribuzione, nonché quelli a copertura degli oneri generali e di compensazione territoriale, siano determinati facendo esclusivo riferimento all'energia elettrica prelevata nei punti di connessione alla rete pubblica. In tal modo, i volumi di energia prodotta e consumata da soggetti, anche diversi tra loro, interni alla Rete Interna d'Utenza o al SEU o SESEU si compensano, ancorché parzialmente, ai fini dell'applicazione dei predetti corrispettivi determinando un indubbio vantaggio sul costo dell'energia elettrica rispetto ad altri soggetti, anche a parità di attività produttiva svolta.

In aggiunta ai citati problemi, inoltre, le frequenti e non coordinate richieste di inclusione di reti elettriche nel novero delle Reti Interne d'Utenza o di sistemi di autoproduzione nel novero dei SESEU, nonché la realizzazione di nuovi SEU determina incertezze nella previsione del gettito inerente i corrispettivi tariffari di trasmissione e distribuzione, nonché quelli a copertura degli oneri generali di sistema e degli oneri relativi alle misure di compensazione territoriale.

Le esenzioni e i benefici tariffari comportano un effetto redistributivo, sempre più rilevante nel tempo, dei costi correlati all'utilizzo delle reti e degli oneri generali di sistema con un conseguente aumento del valore unitario per gli utenti che non beneficiano di tali agevolazioni. Infatti, al crescere dell'energia elettrica esente non corrisponde un'equivalente riduzione dei costi e degli oneri da coprire. A parità di costi da recuperare, la diminuzione della quantità di energia elettrica su cui far gravare detti costi comporta, da un lato, un incremento del corrispettivo unitario variabile e, dall'altro, un sempre minor numero di clienti assoggettati ai corrispettivi. Tale effetto è ancora più evidente se si pensa che alcuni oneri, quali quelli necessari per l'incentivazione delle fonti rinnovabili, sono ancora in aumento.

Quanto appena affermato trova conferma con alcuni dati numerici. Attualmente la quantità di energia elettrica consumata in Italia (dati 2011) è pari a circa 314 TWh. Di questa, la quantità di energia elettrica non soggetta al pagamento delle tariffe di trasmissione, di distribuzione e agli oneri generali di sistema (con l'eccezione delle componenti fisse, che vengono applicate in tutti i casi in cui vi è una connessione con la rete pubblica) è pari a circa 29 TWh. Tale quantità di energia elettrica è, in particolare, quella:

- prodotta e istantaneamente consumata nell'ambito delle Reti Interne d'Utenza (RIU), dei Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU) e dei Sistemi Equiparati ai Sistemi Efficienti d'Utenza (SESEU);
- prodotta, immessa in rete e ri-prelevata nell'ambito dello scambio sul posto.

In più, circa altri 17 TWh non sono soggetti al pagamento delle componenti tariffarie A (è la quantità di energia elettrica che eccede i 12 GWh/mese nel caso di clienti connessi alle reti di alta e altissima tensione), a cui si sommano ulteriori 4 TWh relativi ai consumi delle Ferrovie dello Stato. La parte rimanente di energia elettrica, a cui si applicano tutti gli oneri generali (ivi inclusa la componente A3), oltre che le tariffe di trasmissione e di distribuzione, è pari ad oggi a circa 264 TWh. Inevitabilmente, al diminuire della quantità di energia elettrica per cui trovano applicazione le già richiamate componenti tariffarie, a parità di gettito complessivamente necessario aumenta il loro valore medio unitario, fino a raggiungere livelli di potenziale insostenibilità.

Un esercizio numerico può aiutare a capire meglio gli effetti che ne possono derivare. Supponiamo di considerare i soli costi relativi all'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate, coperti tramite la componente tariffaria A3 (che rappresenta circa il 92% degli oneri generali di sistema). Considerando che la parte di tali costi mediamente coperta tramite le parti variabili della componente A3 è prossima a circa 11 miliardi di euro l'anno (come già evidenziato nella segnalazione 461/2012/I/com), qualora tali parti variabili si applichino, come già detto, a circa 264 TWh, consegue un valore medio unitario pari a circa 42 €/MWh. A titolo d'esempio, se la quantità

di energia elettrica a cui si applica la parte variabile della componente A3 si riducesse da 264 TWh a 200 TWh, il suo valore medio unitario aumenterebbe più del 30% rispetto a quello attuale, cioè passerebbe da 42 €/MWh a circa 55 €/MWh (quindi, pur a parità di oneri totali da coprire tramite la componente A3, i clienti finali per i quali non trovano applicazione le agevolazioni tariffarie vedrebbero aumentare il valore unitario ad essi applicato).

Si osserva, inoltre, che l'esonero dall'applicazione di alcune componenti tariffarie può comportare un continuo aumento indotto della quantità di energia elettrica non soggetta alle medesime componenti. Infatti, più aumenta l'incidenza delle componenti tariffarie sul prezzo finale dell'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica e più altri clienti finali saranno indotti a realizzare configurazioni che consentano esoneri tariffari; dal che consegue un'ulteriore riduzione della quantità di energia elettrica a cui si applicano le tariffe di trasmissione, di distribuzione e gli oneri di sistema e, quindi, un ulteriore aumento del loro valore unitario.

Peraltro, l'esonero dall'applicazione di alcune componenti tariffarie costituisce un vero e proprio incentivo implicito per gli impianti di produzione di energia elettrica (e, come tale, difficilmente monitorabile e adattabile alle reali esigenze). Tale incentivo, se raggiunge valori unitari sufficientemente elevati, può indurre alla realizzazione di nuovi impianti di produzione particolarmente costosi rispetto ad altre soluzioni e scarsamente efficienti, che diversamente non verrebbero realizzati. Questa situazione comporterebbe un beneficio per chi realizza nuovi impianti di produzione (anche se potenzialmente inefficienti) ma il sistema elettrico nel suo complesso finirebbe con l'accollarsi oneri maggiori derivanti dalla promozione (implicita) di soluzioni poco efficienti.

L'Autorità valuterà l'opportunità di segnalare al Governo e al Parlamento la situazione sopra descritta affinché si valuti l'opportunità di introdurre modifiche normative.

In particolare, si ritiene preferibile che il Governo, nell'ambito delle proprie scelte di politica energetica debba valutare come redistribuire la copertura degli oneri correlati all'utilizzo delle reti elettriche e gli oneri generali di sistema, prevedendo (ove necessario) un'applicazione selettiva al fine di tenere conto delle diverse tipologie di attività, non dei diversi assetti societari o configurazioni di rete. Le attuali definizioni di RIU, SEU e SESEU invece consentono di ottenere esenzioni tariffarie in relazione alla configurazione degli impianti di produzione e consumo presenti, nonché in base all'assetto societario. Sarebbe sufficiente, ad esempio, che un'unica realtà industriale nella titolarità di un'unica società venisse frammentata tra due distinte società per perdere l'esenzione tariffaria derivante, ad esempio, dalla qualifica di SEU. Si ritiene molto più proficuo prevedere che eventuali sgravi tariffari siano selettivi e correlati alla tipologia di attività svolta, implementando quindi il principio già contenuto nel decreto-legge n. 83/12 ed eliminando le distorsioni derivanti dall'esistenza di configurazioni "speciali" quali RIU, SEU e SESEU.

Anche se l'obiettivo degli sgravi tariffari fosse quello di promuovere implicitamente nuovi impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento (che consentono la costituzione di nuovi SEU), si ritiene preferibile addivenire a forme esplicite di incentivazione qualora ancora necessarie per la promozione di soluzioni impiantistiche efficienti. Ciò perché un'incentivazione esplicita è sicuramente più selettiva, controllabile ed efficace.

Ferme restando le suddette considerazioni, il presente documento per la consultazione presenta gli orientamenti finali relativi al completamento del "Quadro definitorio in materia di Reti Elettriche Pubbliche, Sistemi di Distribuzione Chiusi e Sistemi Semplici di Produzione e Consumo". I presenti orientamenti finali tengono conto:

- degli effetti del pronunciamento della giustizia amministrativa in esito al contenzioso promosso da Enel Distribuzione presso il TAR Lazio sul decreto ministeriale 10 dicembre 2010
- e di una serie di analisi e valutazioni che sono state compiute al fine di ricostruire storicamente l'evoluzione del quadro normativo nazionale e comunitario in materia di attività di

distribuzione e di attività di autoproduzione, anche al fine di chiarire le implicazioni e la portata dell'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11.

L'assetto che ne consegue risulta per molti aspetti fortemente innovato rispetto a quello illustrato nel DCO 33/11.

Il presente documento è stato organizzato suddividendolo in tre distinte parti:

- una prima parte in cui sono presentati gli orientamenti finali relativi al completamento del quadro definitorio in materia di Reti Elettriche Pubbliche, Sistemi di Distribuzioni Chiusi (Reti Interne di Utenza - RIU e Altre Reti Private) e Sistemi Semplici di Produzione e Consumo – SSPC;
- l'Appendice 1 in cui si riporta l'evoluzione normativa che ha avuto la regolazione dell'attività di distribuzione e di autoproduzione al fine di pervenire ad una maggiore comprensione della situazione attuale, nonché al fine di comprendere pienamente le implicazioni e la portata dell'articolo 38, comma 5 del decreto legislativo n. 93/11 nel quadro regolatorio nazionale e quindi le motivazioni alla base degli orientamenti finali presentati nella prima parte del presente documento;
- l'Appendice 2 in cui è presentata una breve sintesi del DCO 33/11, richiamando il quadro definitorio allora illustrato, nonché le risposte che gli operatori hanno fornito al predetto DCO 33/11.

Ai fini del presente provvedimento si ricorda, infine, che:

- le considerazioni di seguito presentate non hanno alcuna valenza ai fini fiscali;
- ai sensi dell'articolo 16, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, sono fatte salve le prerogative statutarie della regione autonoma Valle d'Aosta e delle province autonome di Trento e Bolzano, secondo quanto previsto ai commi 15 e 16 dell'articolo 2 della legge n. 481/95.

Si richiede pertanto di segnalare all'Autorità, entro la scadenza della consultazione, eventuali incompatibilità derivanti dalle proposte contenute nel presente documento.

PARTE PRIMA

QUADRO DEFINITORIO IN MATERIA DI RETI PUBBLICHE, SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI E SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO

Nella presente Parte Prima si riportano gli orientamenti finali dell'Autorità relativi al completamento del quadro definitorio in materia di Reti Elettriche Pubbliche, Sistemi di Distribuzioni Chiusi (Reti Interne di Utenza - RIU e Altre Reti Private) e Sistemi Semplici di Produzione e Consumo – SSPC, con la finalità di individuare tutte le configurazioni che la normativa consente di realizzare, indicandone una classificazione che tenga conto anche degli aspetti regolatori ad esse connesse. Tale quadro definitorio discende dall'analisi della normativa vigente ed in particolare dalle innovazioni che sono state apportate al quadro normativo afferente l'attività di distribuzione e l'attività di autoproduzione dal decreto legislativo n. 115/08, dalla legge n. 99/09, dal decreto ministeriale 10 dicembre 2012, dalla sentenza n. 6407 del 13 luglio 2012 del TAR Lazio e dal decreto legislativo n. 93/11 di recepimento della direttiva europea 2009/72/CE.

Per ulteriori approfondimenti in merito alle motivazioni e alle considerazioni che sottendono e giustificano il quadro definitorio di seguito presentato si rimanda all'Appendice 1 al presente provvedimento.

Sulla base del quadro normativo primario (leggi, decreti legislativi e decreti ministeriali) il sistema elettrico nazionale può essere suddiviso in due macro categorie: le Reti Elettriche e i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo.

In particolare per:

- **Reti Elettriche** si intendono tutti quei sistemi elettrici a configurazione complessa che, per effetto dei rapporti intercorrenti fra i diversi utenti del sistema, non possono essere ricondotti 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. Tali sistemi sono pertanto riconducibili ad uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica. L'insieme delle Reti Elettriche è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: le Reti Pubbliche e i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC). In tutti questi sistemi il trasporto di energia elettrica per la consegna ai clienti finali si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione;
- **Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)** si intendono tutti quei sistemi elettrici che possono essere ricondotti ad una configurazione semplificata 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. All'interno dei SSPC è possibile individuare i seguenti sottoinsiemi: i Sistemi di Auto-Produzione (SAP), i Sistemi con Linea Diretta (SLD) e i Sistemi Efficienti di Utenza (SEU). In tutti questi sistemi il trasporto di energia elettrica per la consegna ai clienti finali non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico.

I.1 Orientamenti finali in merito alla definizione e all'individuazione delle diverse tipologie di Reti Elettriche: le Reti Pubbliche e i Sistemi di Distribuzione Chiusi

Nell'ambito delle **Reti Elettriche**, come peraltro già riportato, si possono distinguere due sottoinsiemi: le **Reti Pubbliche** e i **Sistemi di Distribuzione Chiusi**.

In particolare :

- le **Reti Pubbliche** sono 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. L'insieme delle Reti Pubbliche è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: le Reti utilizzate da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione e le Reti di Distribuzione;
- i **Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC)** sono sistemi che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e, al netto di particolari eccezioni espressamente previste dalla regolazione dell'Autorità, non riforniscono clienti civili. Tali sistemi sono caratterizzati 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 il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate. L'insieme dei SDC è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: le Reti Interne di Utenza e le Altre Reti Private. Tali reti sono reti i cui gestori hanno l'obbligo di connettere alla propria rete i soli soggetti localizzati nel sito geograficamente limitato su cui insiste il SDC, nonché l'obbligo di garantire ai medesimi soggetti il 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.

I.1.1 Le Reti Pubbliche

Nell'ambito delle **Reti Pubbliche** si distinguono:

- a) le **Reti utilizzate da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione**, definite come l'insieme de:
 - la *Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)* gestita da Terna ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99 e definita dal decreto ministeriale 25 giugno 1999 e dai successivi decreti ministeriali di modifica ed integrazione. Le reti che rientrano nella definizione di Rete di Trasmissione Nazionale ai sensi del decreto ministeriale 25 giugno 1999 e dei successivi decreti ministeriali di modifica ed integrazione possono essere di proprietà di Terna o di soggetti diversi da Terna stessa. In ogni caso tali reti, in base a quanto previsto dall'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99, si configurano a tutti gli effetti come rete pubblica, indifferentemente dalla loro proprietà;
 - i *Tratti delle Reti e delle Linee di proprietà 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. In tale categoria, come più diffusamente evidenziato nel paragrafo I.1.3, rientrano le linee elettriche di privati utilizzate da Terna, i tratti delle reti elettriche di proprietà del Gruppo FSI non rientranti nella RTN e utilizzati da Terna, nonché i tratti delle reti degli SDC utilizzati da Terna;
- b) le **Reti di Distribuzione**, definite come l'insieme delle reti elettriche gestite dalle imprese distributrici al fine dello svolgimento e dell'erogazione del pubblico servizio di distribuzione come disciplinato dall'articolo 9 del decreto ministeriale n. 79/99. Si ritiene, al riguardo, di modificare in tal senso la definizione attualmente riportata nelle deliberazioni dell'Autorità, ed in particolare all'articolo 1, comma 1.1, del Testo Integrato Trasporto³ (di seguito: TIT)⁴. A loro volta le Reti di Distribuzione sono composte da:
 - le *Reti di proprietà delle imprese distributrici*, cioè le reti elettriche di proprietà dei gestori titolari di concessioni di distribuzione;

³ Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/12.

⁴ Ai sensi dell'articolo 1, comma 1.1, del TIT, attualmente le reti di distribuzione "sono le reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale".

- i *Tratti delle Reti e delle Linee di proprietà di soggetti non concessionari* dell'attività di trasmissione o di distribuzione utilizzati dall'impresa distributrice per l'erogazione del servizio di distribuzione, di cui si parlerà più diffusamente nel paragrafo I.1.3.

Tutte le Reti Pubbliche sono reti con obbligo di connessione di terzi, cioè sono reti elettriche gestite da un gestore che ha l'obbligo di connettere tutti i soggetti che ne fanno richiesta.

I.1.2 I Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC)

Nell'ambito dei **Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC)** si distinguono:

- le **Reti Interne d'Utenza (RIU)** definite come l'insieme delle Reti di cui alla tabella A della deliberazione ARG/elt 52/10, e sue successive modifiche ed integrazioni;
- le **Altre Reti Private** definite come tutti i Sistemi di Distribuzione Chiusi diversi dalle RIU.

Per una maggiore comprensione del significato della definizione di SDC e degli impatti che ciò ha in relazione alla definizione delle RIU e delle Altre Reti Private si rimanda alle considerazioni fatte nell'Appendice 1 ed in particolare nel paragrafo A1.3.4, nonché alla nota interpretativa del 22 gennaio 2010 della Commissione Europea i cui passi salienti sono già stati riportati e commentati nel predetto paragrafo.

Come conseguenza di quanto riportato al paragrafo A1.3.4, tutti i SDC sono particolari sistemi di distribuzione i cui gestori devono essere titolari di una sub-concessione rilasciata dall'impresa distributrice competente previa autorizzazione del Ministro dello Sviluppo Economico e pertanto soggetti all'obbligo di connessione di terzi in relazione agli utenti presenti nel sito geograficamente limitato su cui insiste il SDC, nonché all'obbligo di libero accesso al sistema elettrico⁵. Ciò significa che ogni cliente finale e ogni produttore operante all'interno di un SDC può accedere ad uno o più servizi resi disponibili dal sistema elettrico, qualora ricorrano le condizioni affinché il servizio sia operabile (può accedere, ad esempio, qualora ne ricorrano i presupposti, al servizio di salvaguardia, al servizio di maggior tutela, al bonus sociale, al servizio di interrompibilità, ai benefici previsti dall'articolo 32 della legge n. 99/09 relativi all'interconnessione virtuale, al ritiro dedicato, allo scambio sul posto, agli strumenti incentivanti vigenti, ecc.).

A tal fine, peraltro, rispetto a concrete situazioni impiantistiche esistenti (di cui le RIU costituiscono un caso esemplare), si deve ritenere che, in conseguenza del rinvio alla legge 99/09, operato dall'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11, i gestori di tali configurazioni impiantistiche (RIU e Altre Reti Private esistenti) abbiano un diritto a ottenere il rilascio di tale sub-concessione. In tale contesto, più in dettaglio:

- a) per le RIU, in quanto reti esistenti, i gestori delle RIU identificate nella Tabella A della deliberazione ARG/elt 52/10, come successivamente modificata e integrata hanno diritto al rilascio della sub-concessione;
- b) per le Altre Reti Private esistenti, hanno diritto al rilascio della sub-concessione i gestori di quelle reti diverse dalle RIU che:
 - erano esistenti alla data di entrata in vigore della legge n. 99/09 e, a tale data, venivano utilizzate dal gestore non concessionario per trasportare l'energia elettrica da consegnare ad utenti terzi;
 - e rientrano nella definizione di SDC prevista dall'articolo 28, comma 1, della direttiva 2009/72/CE;

⁵ L'accesso al sistema elettrico per i soggetti connessi ad una rete privata è da intendersi da un lato come accesso al libero mercato e dall'altro come connessione alla 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, come ad esempio gli standard di qualità previsti dalle delibere dell'Autorità). A seconda dei casi esso può essere garantito: senza modificare la connessione (caso a), mediante la realizzazione di una nuova connessione diretta alla rete pubblica (caso b), mediante l'utilizzo da parte del gestore della rete pubblica concessionario in quel territorio della rete privata a cui il soggetto è già connesso (caso c).

- c) per le nuove Altre Reti Private, fermi restando i requisiti previsti dalla definizione di SDC, si ritiene che debba essere, in prima istanza, il soggetto concessionario del servizio di distribuzione a valutare se concedere o meno una sub-concessione e, quindi, successivamente a richiedere l'approvazione del Ministero dello Sviluppo Economico. Solo a seguito del rilascio della sub-concessione potrà essere realizzata la nuova rete privata;
- d) per tutte le reti private diverse dalle reti di cui alle precedenti lettere a), b) e c), invece, si ritiene debba essere data attuazione a quanto previsto dall'articolo 9, comma 6, del decreto legislativo n. 79/99 e dai decreti ministeriali di rilascio o di conferma delle concessioni di distribuzione di energia elettrica alle imprese diverse da Enel Distribuzione (a tal fine si rimanda al punto 6) del paragrafo A1.2.2 dell'Appendice 1 al presente documento), anche qualora a tali reti siano a tutt'oggi connessi utenti terzi a cui la consegna dell'energia elettrica per i consumi finali (attività di distribuzione) non viene fatta dal soggetto concessionario, ma dal gestore non concessionario. In particolare si ritiene che:
 - i tratti di tali reti funzionali alla fornitura di energia elettrica a soggetti terzi rispetto al proprietario della rete privata debbano essere utilizzati dall'impresa distributrice concessionaria in quel territorio al fine di erogare il servizio di distribuzione;
 - per l'utilizzo di cui al precedente alinea la predetta impresa distributrice corrisponda al proprietario della rete privata un canone annuo ai sensi dell'articolo 9, comma 6, del decreto legislativo n. 79/99;
 - in ogni caso le predette reti rimangano fisicamente delimitate alla struttura esistente alla data di stipula della convenzione di concessione dell'attività di distribuzione relativa a quel territorio.

Per quanto detto al paragrafo A1.3.4, si ritiene, inoltre, che:

- in relazione alle **RIU**, i diversi servizi (trasporto, qualità, sicurezza di persone e cose, ecc.) siano disciplinati e regolati in totale autonomia dal gestore della RIU, fermo restando il principio di non discriminazione, il rispetto dell'obbligo di connessione dei terzi qualora essi rientrino nel perimetro geografico oggetto della sub-concessione, il rispetto dell'obbligo di libero accesso al sistema per i predetti utenti e fermi restando i principi e i criteri previsti dalla regolazione che l'Autorità definirà per disciplinare le modalità di erogazione del servizio di misura all'interno delle RIU e del servizio di dispacciamento, nonché le modalità di applicazione ai singoli utenti delle RIU dei corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione e dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema applicati all'energia prelevata dalla Rete Pubblica;
- in relazione alle **Altre Reti Private**, il legislatore abbia previsto che agli utenti di tali **SDC** si applichino le medesime tariffe vigenti per gli utenti della rete pubblica in relazione all'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione, nonché del servizio di dispacciamento, fatte salve, eventualmente, le deroghe concesse dalla direttiva 2009/72/CE in materia di perdite e di approvvigionamento della capacità di riserva.

Si ritiene opportuno rimandare ad un successivo documento di consultazione la regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso dei SDC anche al fine di sviluppare le diverse implicazioni che i principi e i vincoli sopra esposti hanno nell'erogazione dei diversi servizi⁶. In tale ambito si ritiene opportuno evidenziare che, con

⁶ Si rimanda a tale documento di consultazione la definizione da parte dell'Autorità delle modalità e delle casistiche per le quali applicare la deroga prevista dall'articolo 28, comma 2, lettera a), della direttiva europea 2009/72/CE in relazione alle modalità con le quali il gestore del SDC si approvvigiona dell'energia necessaria alla copertura delle perdite sulla rete privata e della capacità di riserva del proprio sistema. In particolare, in relazione alle deroghe sulle modalità di approvvigionamento della capacità di riserva, si ritiene che la deroga relativa all'approvvigionamento della capacità di riserva sia attuabile esclusivamente nei soli casi in cui la Rete Privata sia costretta a funzionare in isola rispetto al sistema elettrico ed in relazione alla capacità e all'energia elettrica utilizzata in tali casi per garantire il bilanciamento nella Rete Privata isolata. Ciò poiché il legislatore nazionale ha previsto che, per le RIU e le Altre Reti Private, il servizio di dispacciamento entri all'interno della Rete Privata.

particolare riferimento alle Altre Reti Private, la previsione del vincolo di dover applicare agli utenti le medesime condizioni tariffarie applicate agli utenti delle Reti Pubbliche rende necessario un approfondimento sul fatto che, conseguentemente, i predetti utenti debbano godere o meno dei medesimi diritti di cui godono gli utenti delle Reti Pubbliche e quindi, a mero titolo di esempio, se alle Altre Reti Private debba applicarsi la regolazione della qualità del servizio prevista dal TIQE.

In questo documento, invece, si ritiene opportuno dare parziale attuazione a quanto disposto dall'articolo 7, comma 4, del decreto ministeriale 10 dicembre 2010. A tal fine si ritiene opportuno individuare gli accorgimenti atti a contenere l'estensione territoriale delle RIU e più in generale dei SDC (aspetto di carattere definitorio), e rimandare l'individuazione delle misure per monitorare l'aggiornamento degli utenti delle RIU al successivo provvedimento avente ad oggetto la regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso dei SDC.

In particolare, si ritiene opportuno prevedere che le RIU non possano estendersi oltre i limiti territoriali del sito industriale su cui esse insistevano alla data di entrata in vigore della deliberazione ARG/elt 52/10. In tale contesto, la presenza di opportune delimitazioni (muri di cinta, recinzioni, ecc) potrà essere elemento funzionale alla definizione del perimetro di sito. A tal fine, sulla base della documentazione fornita all'Autorità ai fini dell'inclusione nell'ambito delle RIU, nonché di eventuali ulteriori elementi richiesti dalla medesima Autorità, si procederà a definire per ciascuna RIU l'insieme delle particelle catastali che compongono il sito geografico su cui insisterà la sub-concessione e ad inserire tale insieme nel disciplinare di sub-concessione.

Analogamente, per le Altre Reti Private, esistenti o nuove, si ritiene che la definizione del sito geograficamente delimitato su cui insisterà la sub-concessione debba avvenire di concerto tra l'impresa distributrice concessionaria e il gestore del SDC nell'ambito della redazione e sottoscrizione del disciplinare di sub-concessione. A tal fine devono essere individuate le singole particelle catastali che costituiscono il sito oggetto di sub-concessione. Inoltre, con particolare riferimento alle Altre Reti Private esistenti alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 93/11, si ritiene che il sito oggetto di sub-concessione debba ricomprendere necessariamente almeno le particelle catastali su cui insiste la rete privata nonché le particelle su cui insistono le diverse utenze ad essa già connesse.

Si ritiene, inoltre, che la connessione, da parte del soggetto responsabile del SDC, sia esso RIU o Altra Rete Privata, di utenze non ricadenti nelle aree oggetto della sub-concessione, senza che ciò derivi da una richiesta scritta dell'impresa distributrice competente o di Terna, possa determinare la revoca della sub-concessione con la conseguente perdita dei benefici da essa derivanti, ivi inclusi i benefici previsti per le RIU.

1.1.3 L'obbligo di messa a disposizione delle reti di proprietà di soggetti non concessionari per l'erogazione del pubblico servizio di trasmissione e di distribuzione

Si intende, nel seguito, riportare gli orientamenti dell'Autorità ai fini della parziale attuazione dell'articolo 5, comma 1, del decreto ministeriale 10 dicembre 2010, determinando i criteri in base ai quali le imprese distributrici o Terna possano disporre delle infrastrutture di un gestore di un SDC per l'erogazione del pubblico servizio di distribuzione o di trasmissione. Si rimanda al successivo provvedimento, avente ad oggetto la regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso dei SDC, l'individuazione delle condizioni (ivi incluse le condizioni economiche) in base alle quali le imprese distributrici o Terna possano disporre delle infrastrutture di un gestore di un SDC, nonché dei rapporti che si devono instaurare tra i predetti soggetti 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.

In relazione a quanto previsto dall'articolo 5, comma 1, del decreto ministeriale 10 dicembre 2010, è necessario ricordare, come già evidenziato, che dal combinato disposto dell'articolo 9, commi 1 e 6, del decreto legislativo n. 79/99, dell'articolo 3, comma 3, del decreto ministeriale 25 giugno 1999 e dell'articolo 5 del decreto ministeriale 10 dicembre 2010, emerge che l'impresa titolare di una concessione di distribuzione o di trasmissione di energia elettrica può svolgere il pubblico servizio anche servendosi di reti private. Quindi esistono reti private che vengono utilizzate per l'erogazione del pubblico servizio, come se fossero reti pubbliche, limitatamente ai tratti di rete utilizzati dalle imprese distributrici o da Terna per erogare il pubblico servizio.

Al fine di dare concreta applicazione al generico obbligo di messa a disposizione delle proprie infrastrutture per l'esecuzione di attività legate al servizio di pubblica utilità (di seguito: obbligo di messa a disposizione), prima di tutto si devono distinguere sei tipologie di reti di proprietà di soggetti non concessionari⁷:

- a) 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. Tali reti rientrano di diritto tra le reti con obbligo di messa a disposizione. La definizione dei rapporti intercorrenti tra il proprietario di tali reti e l'impresa distributtrice rientrano nella piena attuazione di quanto previsto dall'articolo 9, comma 6, del decreto legislativo n. 79/99; pertanto sarà necessario definire, qualora ciò non sia già avvenuto, una convenzione con la quale il gestore concessionario acquisisce il diritto a gestire i predetti tratti di rete in cambio di un opportuno canone annuo;
- b) le *Reti di proprietà delle imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 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. Tali reti rientrano di diritto nelle reti con obbligo di messa a disposizione. La definizione dei rapporti intercorrenti tra il proprietario di tali reti e l'impresa distributtrice rientrano nella piena attuazione di quanto previsto dall'articolo 9, comma 6, del decreto legislativo n. 79/99; pertanto sarà necessario, qualora ciò non sia già avvenuto, definire una convenzione con la quale il gestore concessionario acquisisce il diritto a gestire i predetti tratti di rete in cambio di un opportuno canone annuo;
- c) le *Linee private già utilizzate da Terna o dalle imprese distributrici per l'erogazione del pubblico servizio di trasmissione e distribuzione e non ricomprese nella RTN*. Tali linee rientrano di diritto nelle reti con obbligo di messa a disposizione. La definizione dei rapporti intercorrenti tra il proprietario di tali linee e Terna o l'impresa distributtrice avviene tramite una convenzione tra le parti (si ritiene che questa fattispecie ricomprenda quei tratti di linea di proprietà di soggetti privati che non rientrano nella categoria di rete come in precedenza definita, bensì nella categoria di SSPC);
- d) le *Reti della società RFI - Gruppo FSI (ex FF.SS.)* Tali reti rientrano di diritto nelle reti con obbligo di messa a disposizione. La definizione dei rapporti intercorrenti tra il proprietario di tali reti e l'impresa distributtrice rientrano nella piena attuazione di quanto previsto dall'articolo 9, comma 6, del decreto legislativo n. 79/99; pertanto sarà necessario definire una convenzione con la quale il gestore concessionario acquisisce il diritto a gestire i predetti tratti di rete in cambio di un opportuno canone annuo. A tal fine si evidenzia che esiste già una convenzione con Enel Distribuzione per il couso di tali infrastrutture. Un discorso del tutto analogo vale anche in relazione all'erogazione del servizio di trasmissione, da parte di Terna, per il tramite di tali reti;

⁷ I tratti delle predette reti utilizzati dall'impresa distributtrice per l'erogazione del pubblico servizio rientrano nella categoria "tratti delle Reti di proprietà di soggetti non concessionari". Tale categoria è a tutti gli effetti parte della più generale categoria delle "Reti di Distribuzione", come peraltro evidenziato nella definizione di Reti di Distribuzione proposta nel presente documento.

- e) gli *SDC*, a loro volta suddivisibili in due sottoinsiemi indipendenti dalla distinzione tra RIU ed Altre Reti Private:
- gli *SDC per cui non vige l'obbligo di messa a disposizione*. Il gestore di rete concessionario potrebbe comunque avvalersi di queste reti per l'erogazione del pubblico servizio previo accordo con il relativo gestore di tali reti che, non avendo alcun obbligo, può opporre diniego. Limitatamente agli eventuali utenti per cui il gestore di rete concessionario usufruisce della rete privata (che cioè si interfacciano direttamente con il gestore di rete concessionario, come verrà meglio precisato), la medesima rete privata è come se fosse rete pubblica;
 - gli *SDC per cui vige l'obbligo*, da parte del gestore non concessionario, *di messa a disposizione*. Tali reti, individuate dall'Autorità secondo i criteri nel seguito indicati, possono essere utilizzate dal gestore di rete concessionario per l'erogazione del pubblico servizio senza possibilità di diniego da parte del gestore del *SDC*. Ogni rapporto tra il gestore di rete concessionario e il gestore del *SDC* deve essere regolato nell'ambito di una opportuna convenzione. Limitatamente agli utenti per cui il gestore di rete concessionario usufruisce della rete privata, la medesima rete privata è come se fosse rete pubblica;
- f) le *Reti di proprietà di soggetti non concessionari e non rientranti nella categoria degli SDC (Reti private non SDC)*. Sono reti private esistenti, di proprietà di soggetti non concessionari, a cui sono connessi anche soggetti diversi dal proprietario delle predette reti che, non possedendo i requisiti per rientrare nella categoria dei *SDC*, sono trasferite nella gestione all'impresa distributrice territorialmente competente (per maggiori dettagli su tale fattispecie si veda la lettera d), del precedente paragrafo I.1.2). La definizione dei rapporti intercorrenti tra il proprietario di tali reti e l'impresa distributrice rientrano nella piena attuazione di quanto previsto dall'articolo 9, comma 6, del decreto legislativo n. 79/99; pertanto sarà necessario, qualora ciò non sia già avvenuto, definire una convenzione con la quale il gestore concessionario acquisisce il diritto a gestire i predetti tratti di rete in cambio di un opportuno canone annuo.

In definitiva, sulla base di quanto detto in precedenza, emerge che:

- le ***Reti di Distribuzione*** sono composte da:
 - le *Reti di proprietà delle imprese distributrici*, cioè le reti elettriche di proprietà dei gestori titolari di concessioni di distribuzione;
 - i *Tratti delle Reti e delle Linee di proprietà di soggetti non concessionari*, cioè tutti i tratti delle linee e reti elettriche di cui alle precedenti lettere da a), ad f), utilizzati dalle imprese distributrici per l'erogazione del servizio di distribuzione nel territorio di propria competenza. Nonché ogni altro tratto di linea privata che in futuro, previo accordo con il suo proprietario, verrà utilizzato dall'impresa distributrice per l'erogazione del servizio di distribuzione;
- le ***Reti utilizzate da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione*** sono composte da:
 - la *Rete di Trasmissione Nazionale* gestita da Terna ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99 e definita dal decreto ministeriale 25 giugno 1999 e successivi;
 - i *Tratti delle Reti e delle Linee di proprietà dei soggetti non concessionari* utilizzati da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione che non rientrano nella RTN. In tale categoria rientrano le linee elettriche di privati, di cui alla precedente lettera c), utilizzate da Terna, i tratti delle reti elettriche di proprietà del Gruppo FSI non rientranti nella RTN, di cui alla precedente lettera d), e utilizzati da Terna, nonché i tratti delle reti degli *SDC*, di cui alla precedente lettera e), utilizzati da Terna.

In relazione ai *SDC*, occorre quindi definire i criteri per individuare i *SDC* per cui vige l'obbligo di messa a disposizione. A tal fine si ritiene che tale obbligo di messa a disposizione, a fronte di

necessità delle imprese distributrici o di Terna, sia applicato a tutti i SDC che insistono su territori non serviti da altre reti (tra cui reti elettriche in territori montuosi).

Una volta definiti i criteri per individuare le reti con obbligo di messa a disposizione si ritiene necessario prevedere che ciascuna impresa distributtrice segnali all'Autorità l'elenco delle reti private che insistono sul proprio territorio da assoggettare a tale obbligo specificando in maniera puntuale e dettagliata le motivazioni alla base di tale richiesta. Tale attività affiancherà la più ampia e generale ricognizione delle Altre Reti Private esistenti alla data di entrata in vigore della legge n. 99/09 avviata dall'Autorità con la deliberazione 165/2013/R/eel.

Sulla base dei risultati della ricognizione e delle richieste presentate dalle imprese distributtrici e da Terna, nonché sulla base di eventuali approfondimenti effettuati presso i gestori privati, l'Autorità individuerà le reti private per le quali sussiste l'obbligo di messa a disposizione.

Naturalmente resta ferma la necessità, da parte dell'Autorità, di disciplinare con un successivo provvedimento le condizioni tecniche ed economiche sulla base delle quali il soggetto concessionario può usufruire delle reti elettriche private per cui vige l'obbligo di messa a disposizione. Tali condizioni devono tener conto del principio di salvaguardia degli investimenti effettuati dai soggetti privati, nonché degli assetti tecnico-commerciali esistenti all'interno delle reti per le quali vige l'obbligo di messa a disposizione.⁸

Tenendo conto di quanto sopra riportato, si ritiene anche opportuno effettuare una distinzione sostanziale tra:

- a) gli *utenti del SDC* propriamente detti e cioè i clienti finali e i produttori localizzati all'interno del sito su cui insiste il SDC e che quindi si rivolgono al gestore privato per richiedere l'accesso alla sua rete;
- b) gli *utenti virtualmente connessi alla rete dell'impresa distributtrice competente nel territorio o alla rete di trasmissione nazionale*. Tali utenti sono quelli che avendo richiesto la connessione alla rete di distribuzione o di trasmissione, per decisione del gestore concessionario (Terna o impresa distributtrice competente), si sono visti connettere ad un SDC o ad una qualunque altra rete o linea privata. Tali utenti non sono utenti del SDC, ma sono a tutti gli effetti "*utenti della rete pubblica*". Agli utenti della rete pubblica si applica, in tutte le sue parti, la regolazione vigente (che non è oggetto di consultazione nel presente documento), come se la connessione fosse stata effettuata direttamente alla rete delle imprese distributtrici o alla rete di trasmissione nazionale. Pertanto tali utenti non avranno alcun rapporto di natura commerciale o contrattuale con il gestore della rete privata, ma si interfaceranno direttamente (o per il tramite di un soggetto mandatario) con le imprese distributtrici e Terna. Questi ultimi provvederanno, come già detto, a regolare con il gestore privato gli aspetti economico-contrattuali inerenti l'utilizzo della rete privata per l'erogazione del pubblico servizio, per il tramite della convenzione di cui all'articolo 5 del decreto ministeriale 10 dicembre 2010. Rientrano tra tali utenti anche quelli che essendo connessi al SDC si sono avvalsi del diritto di libero accesso al sistema elettrico richiedendo di usufruire non solo dell'accesso al mercato, ma anche della connessione alla rete pubblica.

⁸ Esistono casi in cui l'utilizzo di una rete privata da parte dell'impresa distributtrice concessionaria o di Terna per l'erogazione del pubblico servizio potrebbe comportare la necessità di investimenti importanti (potenziamenti, adeguamenti tecnici alla rete per garantire standard analoghi a quelli delle reti pubbliche, ecc.) che, in assenza di tale utilizzo, il gestore della rete privata non avrebbe fatto. È chiaro che, in presenza di un obbligo di messa a disposizione, debbano essere previsti meccanismi che tutelino l'equilibrio economico-finanziario del gestore della rete privata e che portino ad effettuare una valutazione costi benefici tra diverse soluzioni applicabili (a titolo di esempio: la previsione di adeguare la rete privata ricorrendo anche alla contribuzione del gestore concessionario per le opere funzionali alla sua attività, oppure la previsione di sviluppare la rete pubblica al fine di connettere l'utente direttamente ad essa, oppure la previsione di derogare ad alcuni standard relativi all'erogazione del pubblico servizio).

Infine resta da chiarire cosa si intenda per **piccola rete isolata**. A tal fine, ferma restando la definizione di cui all'articolo 2, comma 17, del decreto legislativo n. 79/99, già richiamata nel paragrafo A1.2.1 dell'Appendice 1, si evidenzia che tale categoria comprende un insieme chiuso di reti basato su una condizione di consumo interno e di capacità di interconnessione fotografata al 1996. In tale categoria possono rientrare sia SDC che Reti Pubbliche, purchè tali reti soddisfino i requisiti di cui alla predetta definizione.

- S1. *Quali ulteriori considerazioni possono essere presentate in merito alla classificazione delle Reti Elettriche?*
- S2. *Si ritiene opportuno evidenziare ulteriori elementi in relazione all'interpretazione del quadro normativo vigente ed in particolare alla necessità di rendere compatibile il quadro normativo antecedente l'approvazione del decreto legislativo n. 93/11 con la definizione di SDC prevista dalla direttiva 2009/72/CE?*
- S3. *Quali altri elementi e considerazioni dovrebbero essere esplicitate in merito all'applicazione dell'articolo 38 della direttiva 2009/72/CE in coerenza con i vincoli stabiliti dal legislatore nella normativa nazionale?*
- S4. *Si ritiene opportuno confinare le RIU esistenti, secondo le modalità indicate, al fine di evitare che tali realtà diventino sempre più estese, sfruttando i benefici ad esse concesse dalla legge n. 99/09? Si ritiene di dover evidenziare altre o ulteriori condizioni? Perché?*
- S5. *Quali altri criteri potrebbero essere adottati per individuare le reti per cui vige l'obbligo di messa a disposizione delle infrastrutture per l'esecuzione di attività legate al servizio di pubblica utilità? Perché?*
- S6. *Si ritiene opportuno tenere conto di altri aspetti non evidenziati nel presente paragrafo? Quali e perché?*

I.2 Orientamenti finali in merito alla definizione e all'individuazione delle diverse tipologie di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

Nell'ambito dei **Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)**, come già evidenziato, si possono distinguere diversi sottoinsiemi tra loro, in parte, sovrapposti: i **Sistemi di Auto-Produzione (SAP)**, i **Sistemi con Linea Diretta (SLD)**, i **Sistemi Efficienti di Utenza (SEU)**.

I SSPC sono sistemi non soggetti all'obbligo di connessione di terzi nè all'obbligo di libero accesso al sistema.

I.2.1 I Sistemi di Auto-Produzione (SAP), i Sistemi con Linea Diretta (SLD) e i Sistemi Efficienti di Utenza (SEU)

In particolare:

- i **Sistemi di Auto-Produzione (SAP)** sono quei 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, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge n. 1643/62, degli appartenenti ai 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 al 1 aprile 1999 (data di entrata in vigore del decreto

legislativo n. 79/99). Nell'ambito dei **SAP** è possibile distinguere le *cooperative storiche*, i *consorzi storici*, e gli *altri autoproduttori*. Più nel dettaglio:

- a) le *cooperative storiche* sono le società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre n. 1643/62. Esse sono ricomprese nell'ambito dei SAP in relazione all'attività di trasporto e fornitura di energia elettrica per i propri soci. Tale attività non costituisce attività di distribuzione, bensì, ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, attività di autoproduzione. Vi sono però molte cooperative che oltre a svolgere tale attività di autoproduzione, svolgono attività di distribuzione in relazione ad utenti terzi non soci. Per quest'ultima attività esse sono titolari di una concessione di distribuzione e in quanto tali sono a tutti gli effetti imprese distributrici concessionarie. Le cooperative storiche a loro volta si suddividono, ai sensi del comma 2.1 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 113/10 (di seguito: TICOOP) in cooperative storiche concessionarie (sono cooperative dotate di una propria rete con la quale trasportano energia elettrica ai propri clienti soci diretti. A tale rete sono connessi anche clienti finali non soci rispetto ai quali la cooperativa svolge il servizio pubblico di distribuzione in qualità di concessionario), cooperative storiche non concessionarie (sono cooperative dotate di una propria rete con la quale trasportano energia elettrica ai soli propri clienti soci diretti. Tali cooperative non sono titolari di una concessione di distribuzione e pertanto non possono connettere alle proprie reti clienti finali non soci, se non su esplicita richiesta dell'impresa distributrice concessionaria di zona) e cooperative storiche senza rete;
 - b) i *consorzi storici* 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. Anche in questo caso il trasporto e la fornitura di energia elettrica tramite la rete elettrica consortile del consorzio storico non si configura come attività di distribuzione, bensì come attività di autoproduzione;
 - c) gli *altri autoproduttori* (AA) sono le persone fisiche o giuridiche che producono energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizzano 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. In tale contesto, quindi, l'attività di trasporto e fornitura di energia elettrica tramite collegamenti privati e nell'ambito di un gruppo societario non si configura come attività di distribuzione, bensì come attività di autoproduzione;
- i **Sistemi con Linea Diretta (SLD)** sono sistemi in cui una linea elettrica di trasporto collega una o più unità di produzione gestite dal medesimo produttore (è il centro di produzione previsto dalla definizione di linea diretta) ad una unità di consumo gestita da una persona fisica in qualità di cliente finale o ad una o più unità di consumo gestite dal medesimo cliente finale sia esso una persona giuridica o da uno o più soggetti giuridici appartenenti al medesimo gruppo societario (è il centro di consumo previsto dalla definizione di linea diretta), indipendentemente dal sistema di trasmissione e distribuzione⁹;
 - i **Sistemi Efficienti di Utenza (SEU)** sono sistemi in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, con potenza complessivamente non superiore a 20 MWe e complessivamente installata sullo stesso sito, 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

⁹ La definizione di SLD è stata derivata dalla definizione di linea diretta cercando di specificare meglio il significato di centro di produzione e di consumo al fine di ricondurlo alla terminologia utilizzata in ambito regolatorio e con la finalità di permettere la riconduzione dei rapporti intercorrenti fra i diversi attori connessi per il tramite della linea diretta ad un rapporto 1:1 fra produttore e cliente finale.

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.

Si evidenzia che le definizioni sopra riportate derivano direttamente dalle definizioni già previste dalla legislazione vigente. In particolare, mentre per i SAP è stata ripresa in maniera fedele la definizione di autoproduttore, per i SLD e i SEU si è reso necessario operare alcune precisazioni alle definizioni originarie al fine di chiarire e specificare meglio alcuni termini che non hanno un significato univoco in ambito regolatorio, nonché permettere di ricondurre i rapporti esistenti tra i diversi attori presenti all'interno di tali configurazioni ad un rapporto 1:1 fra produttore e cliente finale.

In tale ottica, per i SLD il concetto di centro di produzione è stato equiparato all'insieme di più unità di produzione purchè gestite da un medesimo produttore, mentre il concetto di centro di consumo è stato equiparato ad una singola unità di consumo nel caso in cui il cliente finale sia una persona fisica e ad un insieme di unità di consumo qualora il cliente finale sia una persona giuridica o ci siano più soggetti giuridici riconducibili, però, ad un unico gruppo societario (in quest'ultimo caso il gruppo societario permette di ricostituire l'unicità del cliente finale).

In relazione, invece, alla definizione di SEU prevista dall'articolo 2, comma 1, lettera t), del decreto legislativo n. 115/08¹⁰, le precisazioni apportate sono state già oggetto di una prima consultazione da parte dell'Autorità con il DCO 33/11¹¹. Al riguardo, anche alla luce delle considerazioni espresse dagli *stakeholder*, si ritiene opportuno riconfermare la definizione di SEU già indicata nel DCO 33/11 (si rimanda al paragrafo A2.2 dell'Appendice 2 al presente documento per maggiori approfondimenti in merito alle risposte al DCO 33/11), nonché prevedere una rimodulazione del concetto di disponibilità dell'area su cui sorge l'impianto di produzione affinché il produttore (o il proprietario) possa effettivamente realizzare ed esercire l'impianto medesimo. Si evidenzia, inoltre, che sulla base di quanto previsto in normativa primaria e ripreso dalla definizione di SEU sopra richiamata, i SEU non possono essere caratterizzati dalla presenza di più clienti finali, anche se appartengono al medesimo gruppo societario.

Al fine di chiarire in modo univoco e definitivo tutti i vari elementi definitivi si ritiene opportuno:

- confermare le precisazioni fatte nel DCO 33/11 in relazione ai requisiti che un soggetto deve possedere per fregiarsi del titolo di produttore di energia elettrica. In particolare ai sensi del

¹⁰ L'articolo 2, comma 1, lettera t), del decreto legislativo n. 115/08 ha definito il Sistema Efficiente di Utente come *“sistema in cui un impianto di produzione di energia elettrica, con potenza non superiore a 20 MWe e complessivamente installata sullo stesso sito, alimentato da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, anche nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale, è direttamente connesso, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'impianto per il consumo di un solo cliente finale ed è realizzato all'interno dell'area di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente”*.

¹¹ In particolare nel DCO 33/11 sono stati affrontati due temi. Il primo riguardava il significato di impianto di produzione e il secondo riguardava il significato di titolarità dell'impianto. In relazione al primo aspetto si era evidenziato che l'Autorità ritiene che il legislatore, nel definire i SEU, abbia inteso il termine “impianto di produzione” nella sua accezione più ampia, ricomprendendo al suo interno anche configurazioni miste caratterizzate da sistemi di generazione di diversa tecnologia e che utilizzano diverse fonti primarie (ad esempio un aerogeneratore eolico e un pannello fotovoltaico). Appare, infatti, contrario alla ratio del decreto legislativo n. 115/08 il precludere la possibilità di accedere ai benefici dei SEU ai clienti finali che, nell'ottica di ottimizzare ed efficientare i propri consumi, realizzino dei sistemi misti di produzione integrando più tecnologie o fonti al fine di rendere il profilo di produzione il più possibile coerente con i carichi energetici. Sulla base delle predette considerazioni e al fine di rendere coerente la definizione di SEU con le definizioni utilizzate dall'Autorità nel settore elettrico ed in particolare con la definizione di impianto di produzione utilizzata, tra l'altro, nel TICA, nella regolazione del dispacciamento e nel sistema di Gestione dell'Anagrafica degli Impianti di Produzione (GAUDI), si era ritenuto opportuno precisare alcuni aspetti contenuti nella definizione di SEU presente nel decreto legislativo proponendo la definizione riproposta nel presente documento. Viceversa, in relazione al secondo aspetto, poiché la proprietà degli asset non ha mai avuto rilevanza in ambito regolatorio, si era ritenuto più coerente intendere la titolarità nel senso di gestione dell'impianto o dell'unità di consumo, da ciò la conclusione di assimilare il titolare dell'impianto di produzione con il produttore ed il titolare dell'unità di consumo con il cliente finale.

decreto legislativo n. 79/99, il **produttore** è “*la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell’impianto*”. Pertanto il produttore deve essere l’intestatario dell’officina elettrica di produzione, ove prevista dalla normativa vigente, nonché l’intestatario delle autorizzazioni alla realizzazione e all’esercizio dell’impianto di produzione.

In questo senso si ribadisce che il concetto di titolarità di un impianto di produzione va inteso come titolarità della gestione del predetto impianto (quindi come avente titolo a fregiarsi dell’appellativo di produttore in relazione al predetto impianto), e non come proprietà dell’asset;

- modificare la definizione di disponibilità di un’area già proposta nel DCO 33/11, accogliendo alcune richieste degli operatori e stabilendo che il requisito della **piena disponibilità di un’area** possa essere soddisfatto, non solo dal possesso di un diritto di proprietà, ma anche da altri titoli quali il possesso di un diritto di superficie o di usufrutto, ovvero un titolo contrattuale quale un contratto di comodato d’uso o di locazione. Si ritiene, invece, che il diritto di servitù non sia un titolo idoneo a ritenere un’area nella disponibilità di un soggetto;

- utilizzare come definizione di gruppo societario la medesima definizione utilizzata nella deliberazione ARG/elt 52/10, stabilendo quindi che per **gruppo societario** si intenda un insieme di società tra le quali esistono rapporti di controllo di diritto o di fatto come definiti dall’articolo 3, paragrafo 2, del regolamento (CE) n. 139/2004 del Consiglio del 20 gennaio 2004 e sue successive modifiche;

- precisare che, ai fini dell’applicazione della definizione di SEU, un impianto è **un impianto di cogenerazione ad alto rendimento** per un dato anno n-esimo se, sulla base dei dati a consuntivo dell’anno precedente, la E_{CHP} (cioè la parte dell’energia elettrica prodotta lorda attribuibile alla cogenerazione ad alto rendimento) è diversa da 0. In tali casi il beneficio associato all’attribuzione della qualifica di SEU si applica esclusivamente alla quota dell’energia elettrica prodotta e autoconsumata all’interno del SEU qualificabile come cogenerativa ad alto rendimento (chiamata E_{CHP} nel decreto legislativo n. 20/07);

- precisare che, ai fini dell’applicazione della definizione di SEU, in presenza di un **impianto di produzione ibrido**, qualora, per un dato anno n-esimo sulla base dei dati a consuntivo dell’anno precedente, l’energia elettrica imputabile alle fonti rinnovabili prodotta dall’impianto sia superiore o pari al 95% della produzione totale, l’impianto è come se fosse alimentato da fonti rinnovabili; in caso contrario, il beneficio associato all’attribuzione della qualifica di SEU si applica esclusivamente alla quota dell’energia elettrica prodotta e autoconsumata all’interno del SEU qualificabile come energia imputabile alle fonti rinnovabili;

- richiamare e rimodulare la definizione di “unità di consumo”, attualmente prevista dal TIC. In particolare, si ritiene opportuno precisare che **l’unità di consumo** sia un insieme di impianti elettrici per il consumo di energia elettrica connessi alle reti pubbliche, anche per il tramite di reti private, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo a tale insieme sia misurabile autonomamente. Tali impianti per il consumo di energia elettrica sono connessi alle reti in un unico punto per ciascuna unità immobiliare e sue pertinenze, con l’eccezione dei punti di emergenza e tenendo conto di quanto disposto ai commi 5.2 e 5.3 del TIC¹²;

- precisare il significato della definizione di cliente finale del decreto legislativo n. 79/99 inteso come “*la persona fisica o giuridica che acquista energia elettrica esclusivamente per uso proprio*”. Si ritiene, infatti, che nell’uso proprio debbano rientrare anche diverse fattispecie contrattuali con le quali il cliente finale mette a disposizione di terzi l’intera unità di consumo o parti di essa, mediante contratto di service di area attrezzata (o equivalente), consistente nella

¹² Il comma 5.2 dell’Allegato C alla deliberazione ARG/elt 199/11 (TIC) prevede che “*Per le utenze domestiche in bassa tensione, può essere richiesta l’installazione di un secondo punto di prelievo destinato esclusivamente all’alimentazione di pompe di calore per il riscaldamento degli ambienti, anche di tipo reversibile. Tali punti di prelievo possono essere utilizzate anche per l’alimentazione di infrastrutture di ricarica private per veicoli elettrici*”. Inoltre, il comma 5.3 dell’Allegato C alla deliberazione ARG/elt 199/11 prevede che “*... per le utenze di cui al comma 2.2, lettere a) e d), del TIT, può essere richiesta dal medesimo titolare l’installazione di ulteriori punti di prelievo destinati esclusivamente all’alimentazione privata di veicoli elettrici.*”.

disponibilità di un servizio onnicomprensivo includente tra gli altri anche l'energia elettrica ed a fronte del quale è previsto necessariamente il pagamento di un corrispettivo forfettario non commisurato all'energia elettrica utilizzata (es. costo al mq dell'area utilizzata). In tali casi il soggetto che affida a terzi l'utilizzo dell'unità di consumo o di parti di essa resta l'unico cliente finale (definito dall'articolo 2, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99). Di fatto, ogni qualvolta all'interno di una proprietà afferente ad un medesimo soggetto vi sia un contratto che possa essere equiparato a quello esistente fra il gestore di un hotel ed il soggetto che ne affitta una camera, si può ritenere che il soggetto che fornisce il servizio onnicomprensivo includente anche la fornitura di energia elettrica possa essere equiparato ad un unico cliente finale¹³.

In assenza dei requisiti sopra detti, il condominio, il consorzio qualora non ricadente nella definizione di consorzio storico, la cooperativa qualora non ricadente nella definizione di cooperativa storica, o qualunque altra tipologia di persona giuridica possono essere considerati come unico cliente finale solo in relazione ai prelievi a loro direttamente imputabili e non anche in relazione ai prelievi imputabili ai singoli condòmini, consorziati o membri della cooperativa. Ciò significa che, in relazione a questi ultimi prelievi, il condominio, il consorzio, la cooperativa o qualunque altra tipologia di persona giuridica, al più possono svolgere il ruolo di rappresentante unico, a fini commerciali, di una pluralità di clienti finali distinti. Ad esempio, nel caso di condominio nel quale viene realizzato un impianto di produzione di energia elettrica, è possibile configurare un SAP o un SEU avente come cliente finale il condominio (persona giuridica) solo se costituito dall'impianto di produzione e dalle utenze relative alle parti comuni condominiali, escludendo quindi le utenze dei singoli condòmini. Diversamente si verrebbe a configurare un SDC, sulla cui fattibilità già si è detto nel paragrafo I.1 e nel paragrafo AI.3.4 dell'Appendice 1.

Si evidenzia, infine, che le definizioni sopra riportate individuano insieme parzialmente sovrapposti: possono esistere, infatti, configurazioni impiantistiche che rientrano in tutte e tre le categorie. Ad esempio, nel caso di un impianto fotovoltaico di potenza pari a 6 kW, realizzato sul tetto di un'abitazione e connesso alla rete pubblica mediante il punto di prelievo dell'utenza domestica, per il quale il produttore coincide con il cliente finale titolare del contratto di fornitura in prelievo per l'alimentazione dell'abitazione, siamo in presenza di una configurazione impiantistica che rispetta tutti i requisiti previsti dal SEU, nonché i requisiti previsti dai SLD, mentre rientra nell'ambito dei SAP qualora almeno il 70% dell'energia prodotta sia autoconsumata dall'abitazione.

Poiché le varie categorie individuate sono in parte sovrapposte, occorre indicare un criterio di priorità che consenta di classificare in modo univoco ogni configurazione rientrante tra i SSPC. In particolare si ritiene che:

- un sistema che rispetti anche i requisiti di un SEU (oltre che altri requisiti) sia classificato unicamente tra i SEU;

¹³ In tale logica, il proprietario di un'unità immobiliare, che affitta tale unità ad un soggetto terzo e che, nell'ambito del contratto di affitto, prevede che l'affittuario gli corrisponda un corrispettivo forfettario a copertura di una o più spese ivi incluse le spese connesse all'utilizzo dell'energia elettrica prelevata dalla rete, può essere ritenuto cliente finale in relazione alla predetta unità e pertanto mantenere l'intestazione della fornitura in prelievo per tale utenza, purchè il corrispettivo forfettario pagato dall'affittuario non sia commisurato direttamente all'energia elettrica utilizzata. Analogo discorso va fatto in relazione a casistiche nelle quali un intero edificio, adibito ad uffici o ad attività commerciali, industriali o di servizi, nella proprietà di un unico soggetto, venga affittato a diversi soggetti prevedendo che una parte o tutti i servizi comuni dell'edificio, ivi inclusa la fornitura di energia elettrica, siano gestiti da un unico soggetto tramite un contratto di service. Qualora il soggetto erogatore dei diversi servizi comuni (ad esempio: il servizio di fornitura di energia elettrica ed uno o più tra i seguenti servizi: ricevimento visitatori, ristorazione aziendale, movimentazione corrispondenza, climatizzazione ambientale, erogazione acqua potabile e/o acqua ad uso industriale, pulizia uffici e scale, manutenzione apparecchiature interne, prevenzione incendi, gestione sorveglianza, servizio aria compressa, ecc.) regoli tali prestazioni tramite uno o più corrispettivi forfettari disgiunti dal reale consumo di energia elettrica dei singoli affittuari, allora tale soggetto erogatore può essere considerato a tutti gli effetti cliente finale in relazione all'energia prelevata dalla rete pubblica per l'alimentazione del predetto edificio.

- un sistema che non rispetti i requisiti di SEU ma rispetti i requisiti di SAP sia classificato unicamente come SAP;
- un sistema che rispetti esclusivamente i requisiti di SLD sia classificato unicamente come SLD.

1.2.2 I Sistemi Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU)

Esistono poi i **Sistemi Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU)**, che costituiscono un insieme chiuso, storicamente definito, in cui ricadono alcune particolari configurazioni di SAP ed SLD a cui il decreto legislativo n. 115/08, come modificato e corretto dal decreto legislativo n. 56/10, ha esteso i benefici attribuiti ai SEU.

In particolare, l'articolo 10 del decreto legislativo n. 115/08, come modificato dal decreto legislativo n. 56/10 ha stabilito, tra l'altro, che l'Autorità preveda meccanismi di salvaguardia per le realizzazioni avviate in data antecedente alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 115/08 (vale a dire anteriormente alla data del 4 luglio 2008), in particolare estendendo il regime di regolazione previsto per i SEU almeno ai sistemi il cui assetto è conforme a tutte le seguenti condizioni:

- a) sono sistemi esistenti alla data di entrata in vigore della regolazione definita dall'Autorità, ovvero sono sistemi di cui, alla medesima data, sono stati avviati i lavori di realizzazione ovvero sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;
- b) hanno la medesima configurazione dei SEU o, in alternativa, connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica nella titolarità del medesimo soggetto giuridico.

Pertanto, il decreto legislativo n. 115/08 prevede che venga definito un identico trattamento per i SEU, nuovi o esistenti, e per i sistemi diversi dai SEU che siano stati avviati anteriormente alla data del 4 luglio 2008 e che rispettano i requisiti di cui alle precedenti lettere a) e b).

Si ritiene opportuno pertanto definire come **Sistemi Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU)**:

- le cooperative storiche concessionarie e non concessionarie (cooperative storiche dotate di rete propria) in relazione all'energia elettrica autoprodotta in sito, da impianti di produzione esistenti o per i quali l'iter autorizzativo sia stato avviato prima del 4 luglio 2008 e tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente siano state ottenute entro la data di entrata in vigore della deliberazione che definirà i SESEU, ed autoconsumata dai propri soci diretti¹⁴.
- i consorzi storici dotati di una propria rete di trasporto (rete consortile). Per tali consorzi storici i benefici associati alla classificazione come SESEU sono attribuiti esclusivamente all'energia elettrica prodotta dagli impianti, esistenti o per i quali l'iter autorizzativo sia stato avviato prima del 4 luglio 2008 e tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente siano state ottenute entro la data di entrata in vigore della deliberazione che definirà i SESEU, connessi alla rete di trasporto consortile (impianto di produzione diretto) e autoconsumata dalle utenze consortili connesse alla predetta rete (clienti soci diretti);
- le realizzazioni per le quali era stato avviato l'iter autorizzativo, relativo alla realizzazione della configurazione complessiva di SSPC in data antecedente al 4 luglio 2008 e che rispettano entrambi i seguenti requisiti:
 - a) sono sistemi esistenti alla data di entrata in vigore della regolazione definita dall'Autorità, ovvero sono sistemi per cui, alla medesima data, sono stati avviati i lavori di realizzazione ovvero sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;

¹⁴ Per maggiori dettagli sull'applicazione dei benefici dei SESEU alle cooperative storiche, nonché sul significato di energia autoprodotta in sito e di cliente socio diretto si rimanda al "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per la regolamentazione delle cooperative elettriche" di cui all'Allegato A alla deliberazione 26 luglio 2010, ARG/elt 113/10 (di seguito: TICOOP).

- b) sono sistemi caratterizzati da uno o più impianti alimentati da fonti rinnovabili o in assetto cogenerativo ad alto rendimento, con potenza complessivamente non superiore a 20 MWe, gestiti da un medesimo produttore e connessi per il tramite di un collegamento privato ad un'unica unità di consumo il cui cliente finale può anche essere diverso dal produttore medesimo¹⁵ o, in alternativa, 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. Le configurazioni esistenti in cui si riscontri la presenza di uno o più impianti di produzione di energia elettrica ed una o più unità di consumo di energia elettrica gestite da diversi soggetti giuridici che alla data di entrata in vigore della regolazione definita dall'Autorità appartengono ad un unico gruppo societario possono essere ricomprese nei SESEU purché entro 1 anno dalla predetta data tutte le unità di produzione presenti all'interno della predetta configurazione siano gestite da un unico produttore che sia a sua volta anche cliente finale per tutte le unità di consumo presenti all'interno della predetta configurazione (il produttore/cliente finale deve necessariamente coincidere con la società capogruppo o con una sua controllata) e purché i predetti impianti di produzione siano alimentati da fonti rinnovabili o siano cogenerativi ad alto rendimento. Per tali ultime fattispecie (configurazioni con unità di produzione e di consumo gestite da soggetti giuridici diversi ma appartenenti al medesimo gruppo societario), in presenza di impianti ibridi o cogenerativi ad alto rendimento i benefici concessi ai SESEU si applicano, in analogia a quanto previsto per i SEU, esclusivamente all'energia imputabile alle fonti rinnovabili e all'energia qualificabile come cogenerativa ad alto rendimento.

Si ritiene che le configurazioni impiantistiche che sarebbero rientrate nella definizione di SESEU se, nel corso degli anni, non fossero stati connessi impianti di produzione o consumo di terzi, possano essere regolate in modo tale da preservare la configurazione di SESEU in relazione alle unità di produzione e di consumo gestite dal medesimo soggetto giuridico, prevedendo che gli altri utenti siano gestiti come utenti della rete pubblica (si veda al riguardo quanto previsto nel paragrafo I.1.3 lettera c)). In tali casi, il gestore di rete concessionario dovrà sottoscrivere un'apposita convenzione con il gestore delle predette linee private al fine di stabilire le modalità tecniche ed economiche per l'utilizzo delle predette linee per l'erogazione del servizio di distribuzione.

Si ritiene, inoltre, che nei casi di configurazioni ricadenti nell'ambito dei SESEU, diverse dalle cooperative storiche e dai consorzi storici, la potenza complessiva degli impianti di produzione non possa in ogni caso superare il massimo fra i 20 MW e il valore della potenza complessiva degli impianti di produzione esistenti o per i quali l'iter autorizzativo sia stato avviato prima del 4 luglio 2008 e tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente siano state ottenute entro la data di entrata in vigore della deliberazione che definirà i SESEU. Si ritiene inoltre che eventuali potenziamenti o rifacimenti degli impianti, ferma restando la conservazione dei predetti vincoli sulla potenza complessivamente installata a seguito della conclusione degli interventi di potenziamento o rifacimento, possano determinare la conservazione dei benefici connessi ai SESEU esclusivamente nel caso in cui tali interventi determinino, per la parte di nuova realizzazione, rifacimento o potenziamento, l'utilizzo di fonti rinnovabili o un assetto in cogenerazione ad alto rendimento. Analoghe considerazioni vanno applicate al caso in cui, all'interno di un SESEU di potenza complessiva inferiore ai 20 MW, si decidesse di realizzare un nuovo impianto di produzione.

Viceversa, nel caso delle cooperative storiche e dei consorzi storici, si ritiene che la potenza complessiva degli impianti di produzione diretti, la cui energia è oggetto dei benefici tariffari

¹⁵ Tale dicitura rappresenta l'interpretazione che l'Autorità ritiene di dare all'espressione "hanno una configurazione conforme alla definizione di cui all'articolo 2, comma 1, lettera t) [definizione di SEU]".

associati ai SESEU, non possa in ogni caso superare il massimo fra i 20 MW e il valore della potenza complessiva degli impianti di produzione esistenti o per i quali l'iter autorizzativo sia stato avviato prima del 4 luglio 2008 e tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente siano state ottenute entro la data di entrata in vigore della deliberazione che definirà i SESEU. Si ritiene inoltre che eventuali potenziamenti o rifacimenti degli impianti, ferma restando la conservazione dei predetti vincoli sulla potenza complessivamente installata a seguito della conclusione degli interventi di potenziamento o rifacimento, comporti l'attribuzione alla relativa energia dei benefici di SESEU esclusivamente nel caso in cui i predetti interventi determinino l'utilizzo, per la parte di nuova realizzazione, rifacimento o potenziamento, di fonti rinnovabili o un assetto in cogenerazione ad alto rendimento. Analoghe considerazioni vanno applicate al caso in cui all'interno di una cooperativa storica o consorzio storico con impianti di produzione diretti di potenza complessiva inferiore ai 20 MW si decidesse di realizzare un nuovo impianto di produzione. Qualora la cooperativa o il consorzio decidesse di realizzare potenziamenti o rifacimenti o nuovi impianti che non rispettino i precedenti vincoli, tali impianti non verrebbero ricompresi nei SESEU e quindi l'energia prodotta da essi non beneficerebbe dei vantaggi tariffari connessi con la ricomprensione nell'ambito del SESEU.

I SESEU rappresentano una categoria chiusa e riferita alle sole configurazioni che rispettano i requisiti di cui alla predetta definizione. Si ritiene opportuno precisare che nel futuro non potranno essere realizzate configurazioni impiantistiche caratterizzate da impianti di produzione e di consumo collegate tra loro tramite collegamenti privati e che insistano su aree non nella disponibilità dei titolari delle predette unità.

S7. *Si ritiene opportuno introdurre ulteriori elementi in merito alla classificazione dei SSPC e alle relative sottocategorie? Perché?*

S8. *Quali altre precisazioni potrebbero essere opportune in merito alle definizioni di SESEU? Perché?*

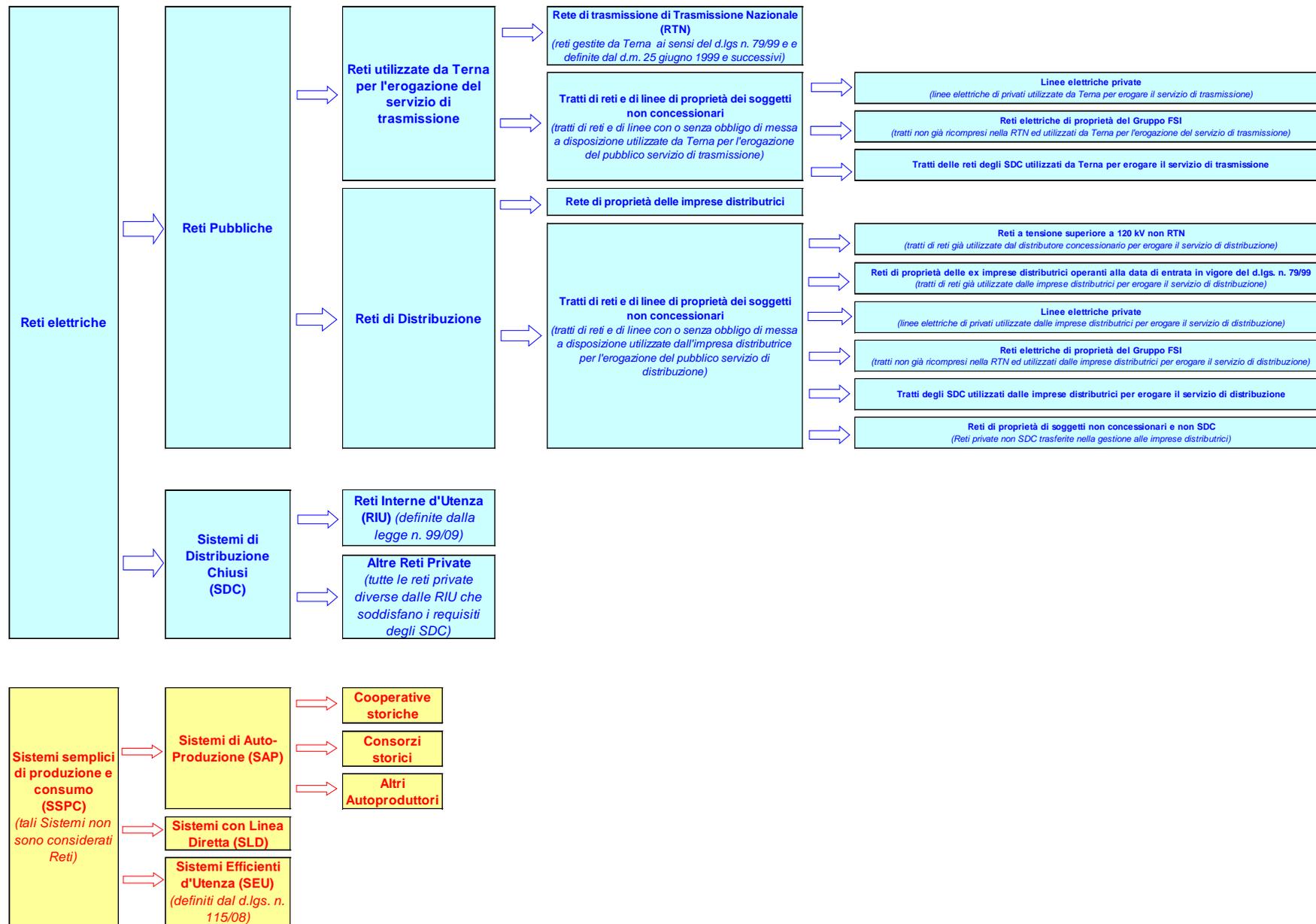
I.3 Quadro di sintesi

In sintesi, alla luce delle considerazioni sopra esposte e tenendo conto delle disposizioni normative oggi vigenti, si possono individuare le seguenti categorie:

- 1) le **Reti Elettriche** in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o di produttori di energia elettrica. Le Reti Elettriche possono essere distinte tra *Reti Pubbliche*, gestite da soggetti titolari di una concessione di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica, e *Sistemi di Distribuzione Chiusi*. Le *Reti Interne d'Utenza (RIU)* sono un sottoinsieme dei Sistemi di Distribuzione Chiusi. In tutti questi sistemi il trasporto di energia elettrica per la consegna ai clienti finali si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione;
- 2) i **Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)**, suddivisibili nei seguenti sottoinsiemi, tenendo conto dei criteri di priorità indicati nel paragrafo I.2.1: i Sistemi di Auto-Produzione (SAP), i Sistemi con Linea Diretta (SLD) e i Sistemi Efficienti di Utenza (SEU). In tutti questi sistemi il trasporto di energia elettrica per la consegna ai clienti finali non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento.

La seguente Tabella A riassume una possibile sintesi della classificazione delle Reti Elettriche e dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo. La medesima tabella non include i SESEU che rappresentano una categoria trasversale ai diversi sottoinsiemi in cui sono suddivisibili i SSPC.

- S9. Si ritiene opportuno evidenziare ulteriori elementi affinché la classificazione delle Reti Elettriche e dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e la modalità di rappresentazione sia più completa?*
- S10. Si rilevano incompatibilità tra le proposte contenute nel presente documento e le prerogative statutarie della regione autonoma Valle d'Aosta e delle province autonome di Trento e Bolzano? Se sì, quali?*



- **Tabella A:** Nuovo quadro di riferimento proposto con il presente documento di consultazione -

APPENDICE 1

ANALISI ED INTERPRETAZIONE DEL QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

A1.1 Il quadro normativo prima del decreto legislativo n. 79/99 di liberalizzazione del mercato elettrico italiano

La legge n. 1643/62 di istituzione dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (Enel), al netto di quanto previsto dall'articolo 4, numeri 5), 6) e 8), con il comma 1 dell'articolo 1 riservava all'Enel il compito di esercitare nel territorio nazionale le attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica da qualsiasi fonte prodotta, imponendo il trasferimento all'Enel di tutte le aziende che esercitavano le predette attività, ivi incluse le attività di cui sopra esercitate direttamente dall'Amministrazione delle Ferrovie dello Stato (di seguito: FF.SS) e dalle imprese in cui l'Amministrazione delle FF.SS aveva una partecipazione¹⁶.

Il legislatore, in deroga alle predette previsioni, con l'articolo 4, numeri 5), 6) e 8), della legge n. 1643/62, aveva esonerato dal trasferimento all'Enel le aziende municipalizzate che esercitavano le attività di cui al comma 1, dell'articolo 1, della legge 1643/62¹⁷, le imprese che producevano energia elettrica destinata a soddisfare il fabbisogno energetico relativo a processi produttivi delle imprese stesse o di consorziate o consociate, limitatamente alla copertura dei propri fabbisogni, purché utilizzassero almeno il 70% dell'energia prodotta, con l'obbligo di cedere all'Enel le eccedenze¹⁸, le imprese elettriche che avessero prodotto o prodotto e distribuito nel biennio 1959-1960 meno di 15.000.000 kWh/anno (imprese elettriche minori)¹⁹.

A tal proposito il legislatore aveva disposto che:

¹⁶ Al riguardo con il D.P.R. n. 730/63 sono stati individuati i beni mobili e immobili delle FF.SS. da trasferire all'Enel ed è stato stabilito che *“Compatibilmente con le esigenze del servizio ferroviario, l'Amministrazione delle ferrovie dello Stato è tenuta a consentire all'ENEL il couso delle linee di trasporto dell'energia non trasferite ai sensi del precedente art. 1. Le modalità, le condizioni tecniche di esercizio di tale diritto ed il corrispettivo per il couso da parte dell'ENEL sono regolati da convenzione da stipularsi entro il 30 giugno 1964 fra l'ENEL e l'Amministrazione delle ferrovie dello Stato.”*.

¹⁷ L'articolo 4, numero 5), della legge 1643/62 recita: *“gli enti locali che esercitano, a mezzo delle imprese di cui al testo unico 15 ottobre 1925, n. 2578, le attività di cui al primo comma dell'art. 1, l'Ente autonomo del Flumendosa e l'Ente autonomo per il Volturno potranno ottenere dall'Ente nazionale, previa autorizzazione del Ministro per l'industria e il commercio, la concessione dell'esercizio di attività menzionate al primo comma dell'art. 1, purché ne facciano richiesta entro due anni dalla data di entrata in vigore della presente legge. Saranno determinate le modalità per il rilascio delle concessioni e per l'approvazione dei capitolati relativi, allo scopo di garantire all'utenza i massimi vantaggi compatibili con i fini di utilità generale assegnati all'Ente nazionale dalla presente legge.*

Le imprese per le quali sia richiesto dagli enti di cui sopra il trasferimento all'Ente nazionale e le imprese per le quali non sia stata richiesta, o non sia stata ottenuta la concessione predetta, sono soggette a trasferimento [...].

Le disposizioni di cui al presente n. 5) si applicano agli enti istituiti dalle Regioni a Statuto speciale e all'Ente Siciliano di Elettricità, istituito con D.Lgs.C.P.S. 2 gennaio 1947, n. 2: la richiesta delle concessioni sarà fatta dalle rispettive Amministrazioni regionali ed il rilascio delle concessioni sarà accordato sentite le Amministrazioni regionali stesse.

Saranno previste le norme per il subingresso dell'Ente nazionale in tutti i rapporti giuridici dei consorzi fra Comuni e Province, costituiti anteriormente al 1° gennaio 1962, ai fini di concessioni idroelettriche o promiscue.”

¹⁸ Articolo 4, numero 6), della legge n. 1643/62. Inoltre era previsto che, qualora per tre anni consecutivi il fabbisogno delle predette imprese non superi il 70% del totale dell'energia prodotta, esse vengano trasferite all'Enel.

¹⁹ Articolo 4, numero 8), della legge n. 1643/62. Inoltre era previsto che se, per due anni consecutivi, l'energia elettrica prodotta, oppure prodotta e distribuita, avesse superato i 15 milioni di kWh/anno, le medesime imprese sarebbero state trasferite all'Enel.

- l'esonero dal trasferimento previsto dall'articolo 4, n. 8, della legge n. 1643/62, non è concesso alle imprese produttrici che hanno distribuito energia acquistata da terzi, salvo che l'acquisto sia dovuto a motivi occasionali e non ricorrenti, e a meno che non si tratti di enti cooperativi a carattere mutualistico²⁰;
- e che, con l'eccezione degli impianti necessari per il trasporto dell'energia elettrica nell'ambito dei consorzi e delle consociazioni di imprese di cui all'articolo 4, n. 6), lettera a), della legge n. 1643/62, con decreti del Ministro per l'industria ed il commercio fossero trasferiti all'Enel gli impianti di distribuzione dell'energia elettrica delle imprese non soggette a trasferimento ai sensi dell'articolo 4, n. 6, lettere a) e b), della legge n. 1643/62, a meno che si tratti di imprese non soggette a trasferimento ai sensi del n. 8 dello stesso articolo e dell'art. 5 della legge 27 giugno 1964, n. 452.

Da quanto suddetto appaiono evidenti alcune considerazioni:

- il legislatore, nel permettere lo svolgimento dell'attività di autoproduzione, anche in forma consorziata o tra consociate, elimina dalla proprietà di queste società (con conseguente trasferimento all'Enel) gli impianti elettrici che sono utilizzati per distribuire energia elettrica fuori dai consorzi o dalle consociazioni di imprese. In tal senso, il trasporto di energia elettrica nell'ambito dei consorzi e delle consociazioni di imprese non si configura come attività di distribuzione, mentre il trasporto di energia elettrica verso soggetti non ricadenti nel consorzio o nella consociazione di imprese si configura a tutti gli effetti come un'attività di distribuzione di energia elettrica e come tale viene inibita prevedendo il trasferimento dei relativi impianti all'Enel;
- l'attività di distribuzione propriamente detta resta appannaggio esclusivo dell'Enel, delle aziende municipalizzate e delle imprese elettriche minori;
- il legislatore individua per le imprese elettriche minori una serie di vincoli per la loro sussistenza che finiscono per restringerne fortemente l'ambito operativo e, prevedendo che solo occasionalmente esse possano distribuire energia elettrica acquistata da terzi, sembra relegare tali realtà in un ambito molto prossimo a forme di autoproduzione (esse possono distribuire energia, ma solo se proveniente da propri impianti di produzione). In tale contesto fanno eccezione gli enti cooperativi a carattere mutualistico che non sono soggetti al vincolo di non distribuire energia elettrica acquistata da terzi.

Se si eccettua, quindi, quanto previsto per le aziende municipalizzate e per le imprese elettriche minori, si nota come già con la nazionalizzazione l'attività di distribuzione è vista come riservata e attribuita tramite concessioni, mentre una prima forma di "liberalizzazione", seppure ristretta all'autoconsumo viene fatta nell'attività di produzione di energia elettrica.

In tale contesto si inseriscono i successivi interventi normativi che vanno ad ampliare le tipologie di produzione di energia elettrica di non esclusivo appannaggio dell'Enel²¹ e a ridefinire le imprese elettriche minori. In particolare:

²⁰ Articolo 5 della legge 27 giugno 1964, n. 452. Peraltro ai sensi dell'articolo 14, comma 2, della legge n. 10/91, l'articolo 5 della legge n. 452/64 non si applica quando l'energia elettrica acquistata proviene da fonti rinnovabili e assimilate.

²¹ Con la legge n. 393/75 viene consentita a Comuni e Province la produzione di energia elettrica tramite l'incenerimento dei rifiuti urbani o l'utilizzo di impianti di dissalazione; con la legge n. 308/82 viene liberalizzata la produzione di energia elettrica da impianti di potenza inferiore a 3 MW alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi; con la legge n. 9/91 viene sancita la liberalizzazione completa della produzione da fonti rinnovabili e da impianti di cogenerazione, la possibilità di autoconsumo anche allargato (vettoriamento e scambio), la libera circolazione, in regime di autorizzazione, dell'energia elettrica all'interno dei consorzi e società consortili fra imprese e con aziende speciali degli enti locali e società concessionarie di pubblici servizi, limitatamente ad esigenze di autoproduzione, il ritiro obbligatorio delle eccedenze da parte di Enel, la rimozione di ogni vincolo di autoconsumo sulla produzione di energia elettrica da parte di produttori terzi (almeno il 70% per la legge n. 1643/62) e viene consentita la produzione di energia anche solo a scopo di cessione all'Enel ed estesa la definizione di autoconsumo al gruppo industriale, che viene ricompreso nel concetto di "fabbisogno proprio".

- l'articolo 18 della legge n. 308/82, tra l'altro, eleva il limite di 15 milioni di kWh/anno previsto dalla legge n. 1463/62 fino a 20 milioni di kWh/anno nel caso di imprese che operano nelle piccole isole e fino a 40 milioni di kWh/anno per le altre imprese qualora l'energia elettrica eccedente i 15 milioni di kWh/anno proviene da fonte diversa da idrocarburi e previa autorizzazione del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato;
- l'articolo 7 della legge n. 10/91 prevede che il limite stabilito dall'articolo 4, n. 8), della legge n. 1643/62, modificato dall'articolo 18 della legge n. 308/82 non si applica alle imprese produttrici e distributrici a condizione che l'energia elettrica prodotta venga distribuita entro i confini territoriali dei comuni già serviti dalle medesime imprese alla data del 17 gennaio 1991. Con questa disposizione le imprese elettriche minori non sono più soggette a limiti quantitativi sull'energia elettrica distribuita. Per esse restano solo limiti di tipo territoriale;
- l'articolo 20 della legge n. 9/91 modifica quanto disposto dall'articolo 4, n. 6, della legge n. 1643/62 eliminando, a decorrere dal 17 gennaio 1991, il limite minimo del 70% di energia autoconsumata, consentendo alle imprese, previa autorizzazione del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, la produzione di energia elettrica per uso proprio o per la cessione all'Enel e, in caso di imprese costituite in forma societaria, per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima società controllante, con ammissione di scambi e cessioni tra queste ultime²²;
- l'articolo 21 della legge n. 9/91 prevede, inoltre che l'Enel rilasci alle imprese elettriche degli enti locali che ne abbiano fatto richiesta entro il termine previsto dall'articolo 4, n. 5), della legge n. 1643/62, la concessione di esercizio delle attività di produzione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica sulla base di convenzioni da stipularsi con riferimento ad una convenzione-quadro tra l'Enel e l'organizzazione di categoria delle imprese interessate;
- l'articolo 23 della legge n. 9/91 prevede la libera circolazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e da impianti di cogenerazione all'interno dei consorzi e società consortili fra imprese e fra dette imprese, consorzi per le aree e i nuclei di sviluppo industriale di cui al testo unico delle leggi sugli interventi nel Mezzogiorno, approvato con D.P.R. n. 218/78, aziende speciali degli enti locali e società concessionarie di pubblici servizi, previa autorizzazione e limitatamente ad esigenze di autoproduzione.

A1.2 Il quadro normativo in esito al processo di liberalizzazione del mercato elettrico italiano e antecedente la legge n. 99/09

A1.2.1 Innovazioni introdotte dal decreto legislativo n. 79/99

Il decreto legislativo n. 79/99, nel dare attuazione alla Direttiva europea 96/72/CE, liberalizzando il mercato elettrico italiano, ha definito:

- l'attività di distribuzione come il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione a media e bassa tensione per le consegne ai clienti finali;
- l'attività di trasmissione come l'attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa ad alta tensione ai fini della consegna ai clienti, ai distributori e ai destinatari dell'energia autoprodotta;

inoltre ha liberalizzato le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita dell'energia elettrica e stabilito che le attività di trasmissione e dispacciamento sono riservate allo Stato e da quest'ultimo attribuite in concessione all'allora GRTN, oggi Terna, e che l'attività di distribuzione dell'energia elettrica è svolta in regime di concessione rilasciata dall'allora Ministero

²² Tutta la produzione di energia elettrica che eccede la eventuale quota consumata dallo stesso produttore dovrà essere ceduta all'Enel e a tal fine i soggetti di cui al terzo capoverso potranno stipulare con l'Enel convenzioni per la cessione, lo scambio, la produzione per conto terzi ed il vettoriamento dell'energia elettrica.

dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (MICA), oggi Ministero dello Sviluppo Economico entro il 31 marzo 2001 ed è di durata trentennale.

Nel fare ciò, il predetto decreto individua esplicitamente l'*obbligo di connessione di terzi* come un obbligo posto in capo ai gestori di rete titolari di una concessione di trasmissione o di distribuzione dell'energia elettrica e non come caratteristica di una rete. Ciò in quanto tale obbligo - direttamente discendente dai vincoli posti dalla concessione di servizio di pubblica utilità - deve trovare applicazione anche laddove non vi siano già reti elettriche esistenti.

In particolare:

- l'articolo 3, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 stabilisce che il gestore della rete di trasmissione nazionale ha l'obbligo di connettere alla rete di trasmissione nazionale tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche di cui al comma 6 del medesimo articolo, nonché le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione fissate dall'Autorità;
- l'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 stabilisce che le imprese distributrici - intese come le imprese titolari di una concessione di distribuzione di energia elettrica - hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità in materia di tariffe, contributi ed oneri.

Lo stesso articolo 9, al comma 1, individua nelle imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del medesimo decreto, ivi incluse, per la quota diversa dai propri soci, le società cooperative di produzione e distribuzione di cui all'articolo 4, numero 8, della legge n. 1643/62 (cioè in coloro che alla data di entrata in vigore di detto decreto erogavano il servizio di fornitura dell'energia elettrica al cliente finale) i soggetti aventi diritto a continuare a svolgere il servizio di distribuzione previo rilascio della concessione di distribuzione; prevede, inoltre, al comma 6, che l'Autorità stabilisca i criteri e i parametri economici per la determinazione del canone annuo da corrispondere agli eventuali proprietari di reti di distribuzione ai quali non sia assegnata la relativa concessione.

Inoltre il medesimo decreto legislativo, al fine di favorire la razionalizzazione dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica, prevede all'articolo 9, comma 3, il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ambito comunale, disponendo che nei Comuni in cui operano più distributori, questi si rendano parte attiva nel definire delle proposte di aggregazione da sottoporre, entro il 31 marzo 2000, all'approvazione del MICA. Il comma 4 del citato articolo 9 dispone, inoltre, che in assenza della proposta di cui al predetto comma 3, le sole società di distribuzione partecipate dagli enti locali possano chiedere all'Enel la cessione dei rami di azienda dedicati all'esercizio dell'attività di distribuzione nei Comuni nei quali le predette società servono almeno il 20% delle utenze.

Da quanto predetto emerge quindi la volontà del legislatore da un lato di non liberalizzare l'attività di distribuzione, ma di affidarla esclusivamente a determinati soggetti ai quali viene rilasciata un'apposita concessione e, dall'altro, di garantire che i soggetti che erano stati esonerati dalla nazionalizzazione e che già svolgevano la predetta attività (l'Enel, le Imprese Elettriche Minori²³, le Aziende Municipalizzate e le Società Cooperative di produzione e distribuzione di cui all'articolo 4, numero 8, della legge n. 1643/62, per la quota diversa dai propri soci), rientrino nel novero dei soggetti aventi diritto a richiedere una concessione per lo svolgimento dell'attività di distribuzione.

²³ Nel novero delle imprese elettriche minori attualmente risultano ricomprese le seguenti quattordici imprese: D'Anna & Bonaccorsi s.n.c - Ustica (PA), Germano Industrie Elettriche s.r.l. - Tremiti (FG), ICEL s.r.l. - Levanzo (TP), SEA S.p.A. - Favignana (TP), SEL s.n.c. - Lipari (ME), SELIS S.p.A. - Lampedusa (AG), SELIS S.p.A. - Linosa (AG), SELIS S.p.A. - Marittimo (TP), SEP S.p.A. - Ponza (LT), SIE s.r.l. - Giglio (GR), SIPPIC S.p.A. - Capri (NA), SMEDE S.p.A. - Pantelleria (TP), SNIE S.p.A. - Nola (NA), Odoardo Zecca s.r.l. - Ortona (CH). Di queste, le prime dodici operano su isole non interconnesse né direttamente, né indirettamente con la rete di trasmissione nazionale, mentre le ultime due operano sul territorio continentale, in aree elettricamente interconnesse con la rete di trasmissione nazionale.

Inoltre dal combinato disposto dei predetti commi emerge che l'impresa titolare di una concessione di distribuzione di energia elettrica può svolgere il pubblico servizio non solo utilizzando la rete di sua proprietà, ma anche avvalendosi di reti di proprietà delle imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/99 e alle quali successivamente non è stata assegnata la relativa concessione di distribuzione.

Conseguentemente è possibile qualificare come rete pubblica di distribuzione, non la sola rete di proprietà dell'impresa distributtrice concessionaria, ma tutta la rete utilizzata dall'impresa distributtrice concessionaria per l'erogazione del pubblico servizio di distribuzione.

In tale ottica, il decreto ministeriale 25 giugno 1999 nel determinare l'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale ha disposto, all'articolo 3, commi 3 e 4, rispettivamente che:

- a) le reti elettriche a tensione superiore a 120 kV non comprese nell'ambito della rete di trasmissione nazionale e non costituenti linea diretta ai sensi dell'articolo 2, comma 6, del decreto legislativo n. 79/99, sono considerate a tutti gli effetti reti di distribuzione, e come tali sono soggette alle norme di cui all'articolo 9 del medesimo decreto;
- b) le reti elettriche di proprietà della Società per azioni Ferrovie dello Stato (oggi Rete Ferroviaria Italiana - RFI S.p.A, società del Gruppo Ferrovie dello Stato Italiane - Gruppo FSI S.p.A. che gestisce tra l'altro le linee elettriche della ex FF.SS), in ragione della peculiarità della loro configurazione e del servizio svolto, sono considerate alla stregua di reti interne di utenza. La Società per azioni Ferrovie dello Stato e sue aventi causa connettono a tali reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche, di carattere obiettivo e non discriminatorio, fissate dalla Società stessa e le deliberazioni emanate dall'Autorità in materia di tariffe, contributi ed oneri.

In particolare, riclassificando le reti di cui alla precedente lettera a) tra le reti di distribuzione e come tali soggette alle norme di cui all'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99, il decreto ministeriale 25 giugno 1999 permette ai gestori delle predette reti di rientrare fra i soggetti aventi diritto al rilascio della concessione di distribuzione e, in mancanza di essa, a vedersi riconoscere quanto previsto dal comma 6 del medesimo articolo a seguito dell'utilizzo di quella rete da parte dell'impresa distributtrice che ha ottenuto la concessione.

Si dispone invece che le reti della Società per azioni Ferrovie dello Stato oggi RFI vengano utilizzate per connettere i terzi che ne facciano richiesta sulla base delle regole tecniche della medesima società e delle deliberazioni dell'Autorità. Esse, pertanto, sono da intendersi come reti interne di utenza che per la loro peculiarità non possono esimersi dal rispettare l'obbligo di connessione di utenti terzi. In particolare tale obbligo è sempre stato inteso come obbligo di mettere a disposizione la predetta rete interna di utenza, su richiesta del soggetto concessionario (impresa distributtrice e Terna), per interconnettere impianti del soggetto concessionario, di terzi o per alimentare utenti. Si richiama, a tal fine, la convenzione di corso degli elettrodotti FS stipulata dalla Società per azioni Ferrovie dello Stato con Enel²⁴ per la prima volta nel 1965 e poi sempre rinnovata, nonché le deliberazioni dell'Autorità n. 281/05 e ARG/elt 99/08 che nel definire le regole tecniche per la connessione alle reti di distribuzione e trasmissione hanno rispettivamente previsto che:

- *“i soggetti gestori di rete non titolari di concessione di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione adempiono alle disposizioni di cui ai successivi Titoli 2 e 3 [disposizioni relative all'erogazione del servizio di connessione alla rete elettrica] sotto il coordinamento dell'impresa distributtrice competente nell'ambito territoriale. A tal fine, i predetti gestori concludono una convenzione con l'impresa distributtrice competente nell'ambito territoriale.”;*

²⁴ In tale convenzione si disciplinavano le modalità con le quali l'Enel poteva utilizzare le infrastrutture di rete di proprietà delle Ferrovie dello Stato al fine dell'erogazione del pubblico servizio di distribuzione e prima della liberalizzazione, di trasmissione, nonché la remunerazione che veniva corrisposta alla Società per azioni Ferrovie dello Stato per l'utilizzo della sua rete.

- *“il servizio di connessione è erogato dai gestori di rete, intesi come i soggetti concessionari dei servizi di trasmissione o di distribuzione. Nel caso di connessioni a reti elettriche gestite da soggetti diversi ed utilizzate dai gestori di rete, sulla base di apposite convenzioni, per lo svolgimento delle proprie funzioni, le disposizioni di cui al presente provvedimento sono attuate dai soggetti concessionari dei servizi di trasmissione o di distribuzione in coordinamento con i gestori delle predette reti elettriche.”*

In analogia con quanto previsto per l'attività di distribuzione, il decreto legislativo n. 79/99 non liberalizza l'attività di trasmissione, ma la riserva allo Stato e la attribuisce in concessione all'allora GRTN, ora Terna. Inoltre definisce un assetto normativo in cui:

- attribuisce al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale l'attività di gestione di tutte le reti di trasmissione italiane, indipendentemente dalla proprietà delle stesse;
- dà mandato al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di determinare, con proprio decreto, l'ambito della rete di trasmissione nazionale²⁵;
- ordina ai proprietari delle reti di trasmissione nazionale o a coloro che ne hanno comunque la disponibilità, di costituire una o più società di capitali alle quali trasferire esclusivamente i beni e i rapporti, le attività e le passività, relativi alla trasmissione di energia elettrica;
- prevede che il gestore della rete di trasmissione nazionale stipuli delle convenzioni con le società che dispongono delle reti di trasmissione nazionale per disciplinare gli interventi di manutenzione e sviluppo della rete e dei dispositivi di interconnessione con altre reti nel caso in cui non ne sia proprietario prevedendo un'adeguata remunerazione delle attività e degli investimenti, tenuto conto degli obblighi normativi a carico degli operatori;
- prevede che il gestore della rete di trasmissione nazionale possa affidare a terzi, previa autorizzazione del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e sulla base di convenzioni approvate dall'Autorità, la gestione di limitate porzioni della rete di trasmissione nazionale non direttamente funzionali alla stessa.

Infine il decreto legislativo n. 79/99 introduce:

- la definizione di **autoproduttore** inteso come *“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 energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del presente decreto”*, ricomprendendo in tale categoria tutti i soggetti esonerati dalla nazionalizzazione che non svolgevano l'attività di distribuzione, ma producevano energia elettrica ai fini del soddisfacimento dei propri fabbisogni. In tale logica, il trasporto e la fornitura di energia elettrica alle società controllate, alla controllante e alle società controllate dalla medesima controllante o ai soci delle cooperative o agli appartenenti ai consorzi o alle società consortili citate nella definizione di autoproduttore non sono classificate come attività di distribuzione, ma rientrano a pieno titolo nell'attività di autoproduzione;
- la definizione di **linea diretta** intesa come *“la linea elettrica di trasporto che collega un centro di produzione ad un centro di consumo, indipendentemente dal sistema di trasmissione e distribuzione”*. A tal fine, con l'articolo 3, comma 14, il legislatore ha previsto che l'autorizzazione alla realizzazione delle linee dirette sia rilasciata dalle competenti amministrazioni, previo parere di Terna per le linee a tensione superiore a 120 kV e che il rifiuto debba essere debitamente motivato;

²⁵ Decreto Ministeriale 25 giugno 1999.

- la definizione di **piccola rete isolata** intesa come “ogni rete con un consumo inferiore a 2.500 GWh nel 1996, ove meno del 5 per cento è ottenuto dall'interconnessione con altre reti”²⁶. A tal fine, con l'articolo 7, comma 1, il legislatore ha previsto che con regolamento del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, siano dettate le disposizioni relative al funzionamento delle piccole reti isolate²⁷.

Da quanto suddetto consegue che:

- il decreto legislativo n. 79/99 completa il processo di liberalizzazione dell'attività di produzione di energia elettrica già avviato in precedenza, liberalizza le attività di importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica, ma continua a ritenere le attività di trasmissione e dispacciamento nonché di distribuzione²⁸ non libere ma, rispettivamente, riservate allo Stato e attribuite in esclusiva²⁹ a soggetti terzi tramite concessione ministeriale;
- coerentemente con quanto già previsto dalla legge n. 1643/62 e dagli interventi normativi successivi, forme di trasporto e fornitura verso terzi per i consumi finali, attività per certi versi prossime a quella di distribuzione, sono consentite a soggetti non concessionari solo qualora tali configurazioni rientrino a pieno titolo nella definizione di autoproduttore o di linea diretta³⁰;
- le società cooperative elettriche di cui all'articolo 4, n. 8, della legge n. 1643/62 sono delle forme particolari di autoproduzione, esse infatti svolgono nei confronti dei propri soci l'attività di autoproduzione elettrica, in quanto tale energia viene prioritariamente messa a disposizione dei soci senza ricarico dei margini commerciali. Si parla, in tal senso, di scopo mutualistico: attraverso un rapporto diretto con i propri soci la società cooperativa elimina l'intermediazione e il profitto di altri imprenditori, così offrendo ai cooperatori beni e servizi con un risparmio di spesa o assicurando loro una maggiore remunerazione per i fattori produttivi ceduti alla società. Tali cooperative, per garantire la fruizione dell'energia autoprodotta e dal momento che la loro collocazione è, in genere, in zone marginali a bassa densità di utenza, spesso esposte, per conformazione geologica, a rilevanti rischi di calamità naturale (alluvioni, dissesto geologico), hanno realizzato nel tempo reti di collegamento tra produzione e utilizzazione, svolgendo di fatto, in mancanza di altre reti, il servizio di distribuzione e vendita anche a clienti finali non soci, con produzione di utili (cosiddetto lucro oggettivo). In virtù di tali peculiarità il decreto

²⁶ Si evidenzia che tale definizione riprende la definizione riportata dalla Direttiva 96/92/CE. In realtà la Direttiva 2003/54/CE e la Direttiva 2009/72/CE hanno modificato tale definizione in “piccolo sistema isolato” inteso come “ogni sistema con un consumo inferiore a 3.000 GWh nel 1996, ove meno del 5% del consumo annuo è ottenuto dall'interconnessione con altri sistemi”. Tale definizione, non è però stata recepita in Italia.

²⁷ Il regolamento doveva attenersi ai seguenti criteri ed obiettivi:

- a) sicurezza, efficienza ed economicità del servizio;
 - b) sviluppo, ove possibile, dell'interconnessione con la rete di trasmissione nazionale;
 - c) utilizzo prioritario delle fonti rinnovabili;
- ma non è stato mai adottato.

²⁸ In relazione all'attività di distribuzione è opportuno precisare che la fornitura dei “Servizi di illuminazione”, nell'ambito dell'area portuale, intesi ai sensi dell'articolo 1, lettera A), del decreto del Ministero della Marina Mercantile 14 novembre 1994 e comprendenti “la gestione degli impianti di illuminazione e le relative manutenzioni, nonché la distribuzione di energia elettrica ai concessionari, agli utenti portuali e alle unità navali non costituisce attività di distribuzione ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Ciò in virtù di quanto disposto dall'articolo 6, comma 1, lettera c), della legge 28 gennaio 1994, n. 84 che assegna alle Autorità portuali una serie di compiti, fra i quali è compreso l'affidamento e il controllo delle attività dirette alla fornitura a titolo oneroso agli utenti portuali di servizi di interesse generale, non coincidenti né strettamente connessi alle operazioni portuali.

²⁹ Il Tar Lazio, con la sentenza n. 6407 del 13 luglio 2012 ha evidenziato infatti che l'assetto definito dal decreto legislativo n. 79/99 in merito alle reti di distribuzione “*perderebbe di significato, ove inteso nel senso di consentire l'esercizio dell'attività (recte: del servizio pubblico) di distribuzione a soggetti diversi dai concessionari e dagli altri titolari di reti private legittimati ad operare in tale ambito secondo l'inerte normativa primaria (quali gli autoproduttori, i gestori delle piccole reti isolate e quelli autorizzati a esercire le limitate porzioni della rete di trasmissione nazionale...)*”.

³⁰ Tale interpretazione è stata peraltro confermata dal TAR Lazio nella sentenza n. 6407 del 13 luglio 2012.

legislativo n. 79/99 le annovera tra i soggetti titolati a richiedere la concessione di distribuzione ai fini della definizione e descrizione dei rapporti intercorrenti fra la cooperativa stessa e i non soci³¹.

In realtà, sia il quadro normativo vigente prima della liberalizzazione che quello posto in essere con l'approvazione del decreto legislativo n. 79/99 definiscono delle categorie statiche che si applicano a realtà profondamente dinamiche; non è quindi raro che una certa configurazione impiantistica inizialmente catalogabile come autoproduttore, nel tempo e per effetto, ad esempio, di modifiche societarie, perda tale qualifica. A tal proposito è opportuno evidenziare che già prima della liberalizzazione del settore elettrico scelte di carattere economico-industriale hanno talora determinato l'evoluzione dell'assetto proprietario di molte aree industriali, trasformandole da insiemi aggregati di impianti di produzione e/o di utilizzazione nella proprietà di un unico soggetto a realtà in cui coesistono diversi titolari di impianti, in alcuni casi tra loro interdipendenti e pertanto riconducibili alla definizione di autoproduttore, in altri casi completamente indipendenti l'uno dagli altri e pertanto configurabili come "reti private aventi terzi connessi" (reti nelle quali la fornitura dei terzi connessi era svolta dal gestore della rete privata). In teoria la comparsa di un soggetto terzo, distinto dal titolare delle reti e non riconducibile al suo gruppo societario, avrebbe dovuto comportare, nel periodo ante-liberalizzazione, la cessione all'Enel del tratto di rete necessario per la fornitura del predetto utente³². In realtà ciò non è avvenuto e pertanto il quadro normativo introdotto dal decreto legislativo n. 79/99 avrebbe dovuto tenere in adeguata considerazione anche l'esistenza di reti private che connettevano soggetti terzi diversi dal gestore di rete già prima della liberalizzazione³³.

³¹ Ad oggi sono 32 le cooperative elettriche sopravvissute alla nazionalizzazione, concentrate soprattutto nel Trentino Alto Adige (24), ma presenti anche in Valle d'Aosta (2), Piemonte (1), Lombardia (3) e Friuli (2). Complessivamente le cooperative producono circa 400 GWh all'anno, quasi esclusivamente da fonte idrica, e servono 60 comuni, 65 mila utenti tra famiglie e imprese (di cui circa 30 mila sono soci delle coop) per una popolazione servita di oltre 300 mila abitanti. Sulla base delle fonti analizzate l'attuale configurazione tipologica delle cooperative risulta la seguente:

- con soli soci, senza concessioni di distribuzione:
 - con reti proprie:
 - produzione da impianti connessi alle proprie reti (ad esempio: Società Cooperativa Elettrica Pro-Colloro);
 - produzione da sottensione (ad esempio: Consorzio Idroelettrico Edolo Mù)
 - senza reti di distribuzione e con propri impianti di produzione (ad esempio: quota parte della Cooperativa Forza e Luce di Aosta S.C.);
- con soci e non soci, con reti proprie, con concessione di distribuzione (per molti casi ancora da rilasciare: è il caso delle cooperative presenti nelle province autonome di Bolzano e Trento. In tali province, infatti, le cooperative sono comunque legittimate a svolgere l'attività di distribuzione sulla base degli statuti autonomi) e con impianti di produzione. Per maggiori dettagli si rimanda al documento di consultazione 7 ottobre 2009, DCO 31/09.

³² Si noti bene che non vi è ragionevolezza nell'intendere il divieto di connettere terzi nel senso di divieto di connettere nuovi terzi, salvaguardando le utenze già connesse i cui gestori (utenti) diventano soggetti terzi per effetto di cessioni, dismissioni, riassetto societari, ecc. Infatti qualora non fosse così, ciò comporterebbe il proliferare di realtà che dinamicamente perdono i requisiti di autoproduttore diventando imprese distributrici di fatto, il che confliggerebbe con l'assetto normativo sia precedente che successivo alla liberalizzazione.

³³ Tali fattispecie non rientravano a pieno titolo, infatti, né nelle definizioni di cui all'articolo 4, numero 6), lettere a) e b), della legge n. 1643/62, cioè i futuri autoproduttori del d.lgs. 79/99, né nelle definizioni di cui all'articolo 4, numero 5) (le aziende municipalizzate) e numero 8) (le imprese elettriche minori e le cooperative elettriche), cioè quelle che più propriamente il d.lgs. n. 79/99 annoverava tra le imprese distributrici esistenti. Fermo restando il divieto di connettere terzi da parte di gestori di rete non concessionari insito nella statuizione dell'attività di distribuzione come attività non libera, ma esercitata in regime di concessione, probabilmente le predette fattispecie si potevano configurare, in coerenza col disposto normativo, secondo due diverse possibilità:

- 1) i gestori delle predette reti private, fornendo terzi, potevano essere ricompresi tra le imprese distributrici (di fatto) operanti alla data di entrata in vigore del decreto Bersani e come tali essere inseriti tra gli aventi titolo a richiedere il rilascio della concessione di distribuzione e, in mancanza di essa, a vedersi riconoscere quanto previsto dal comma 6 del medesimo articolo a seguito dell'utilizzo di quella rete da parte dell'impresa distributtrice che ha ottenuto la concessione;

AI.2.2 La deliberazione n. 37/01 e i successivi decreti ministeriali di rilascio o di conferma delle concessioni di distribuzione di energia elettrica

Una soluzione normativa sembrò essere quella identificata dai decreti ministeriali di rilascio o di conferma delle concessioni di distribuzione di energia elettrica alle imprese elettriche diverse dall'Enel Distribuzione³⁴. I predetti decreti, infatti, nel recepire la proposta avanzata dall'Autorità con la deliberazione n. 37/01, prevedono, tra l'altro, che:

- 1) *“L'attività di distribuzione è esercitata sulle reti di distribuzione situate nell'ambito territoriale di competenza della Concessionaria ..”;*
- 2) *la “rete di distribuzione è una qualunque rete con obbligo di connessione di terzi fatta eccezione per la rete di trasmissione nazionale”;*
- 3) *le “reti con obbligo di connessione di terzi” sono:*
 - a) *“le reti i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi secondo quanto previsto dall'articolo 3, comma 1, e dall'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, ivi incluse le reti di cui all'articolo 3, comma 3, del decreto 25 giugno 1999”;*
 - b) *“le porzioni limitate della rete di trasmissione nazionale la cui gestione sia affidata a terzi ai sensi dell'articolo 3, comma 7, del medesimo decreto legislativo”;*
 - c) *“le piccole reti isolate di cui all'articolo 7 del decreto legislativo n. 79/99”;*
 - d) *“le reti elettriche che, alla data dell'entrata in vigore del medesimo decreto legislativo, erano gestite da soggetti diversi dalle imprese distributrici ed alle cui infrastrutture erano connessi soggetti diversi dal gestore delle medesime”;*
 - e) *“la porzione di rete di proprietà della società Ferrovie dello Stato Spa non facente parte della rete di trasmissione nazionale, su cui grava l'obbligo di connessione di terzi ai sensi dell'articolo 3, comma 4, del decreto 25 giugno 1999”;*
- 4) *la “rete interna di utenza è una qualunque rete elettrica il cui gestore non abbia l'obbligo di connessione di terzi, nonché la porzione della rete di proprietà della società Ferrovie dello Stato S.p.a. non facente parte della rete di trasmissione nazionale ..”;*
- 5) *“Limitatamente alle reti interne d'utenza e alle linee dirette, anche se ubicate nell'ambito territoriale di competenza della Concessionaria, il rilascio della concessione non comporta il riconoscimento di diritti di esclusiva, di priorità ovvero competenze o condizioni di maggior favore nell'accesso e nell'utilizzo di dette reti.”;*
- 6) *“Ferme restando le disposizioni in materia di obblighi inerenti l'attività di distribuzione previsti dalle norme vigenti, nonché dalle delibere dell'Autorità, la Concessionaria, previa autorizzazione del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e sulla base di una convenzione tipo approvata dall'Autorità, al fine di garantire gli obblighi di pubblico servizio [...], stipula con ciascun soggetto che sia titolare o abbia la disponibilità delle limitate porzioni di reti con obbligo di connessione di terzi di cui all'articolo 2, comma 1, lettera u), quarto alinea, [sono le reti elettriche di cui al precedente punto 3), lettera d)] una convenzione che regola i rapporti e le condizioni di fornitura della concessionaria agli utenti connessi a*

2) i gestori delle predette reti private potevano essere direttamente classificati come proprietari di reti di distribuzione non concessionari e come tali vedersi riconoscere quanto previsto dal comma 6 del medesimo articolo a seguito dell'utilizzo di quella rete da parte dell'impresa distributrice che ha ottenuto la concessione.

Si noti che dalla lettura del decreto legislativo non appare così scontata la ricomprensione dei titolari delle predette fattispecie tra le imprese distributrici esistenti prima della liberalizzazione.

³⁴ Ci si riferisce più specificatamente ai decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di rilascio o di conferma delle concessioni di distribuzione di energia elettrica, diversi da quello relativo alla conferma della concessione di distribuzione di energia elettrica ad Enel Distribuzione S.p.A. Rispetto ad essi, infatti quest'ultimo presenta una struttura completamente diversa essendo un decreto che non riscrive ex-novo la convenzione tra Ministro e Impresa distributrice, ma partendo dalla convenzione firmata nel 1995 ne modifica solo alcuni aspetti per renderla coerente con il nuovo quadro normativo introdotto dal decreto legislativo n. 79/99 senza disporre nulla in relazione sia alle reti con obbligo di connessione di terzi, sia alle reti interne d'utenza.

dette reti che rimangono fisicamente delimitate alla struttura esistente alla data di stipula della presente convenzione.”.

La comparsa nei predetti decreti della dizione: *“le reti elettriche che, alla data dell’entrata in vigore del medesimo decreto legislativo, erano gestite da soggetti diversi dalle imprese distributrici ed alle cui infrastrutture erano connessi soggetti diversi dal gestore delle medesime”*, priva di alcun elemento che lasciasse intendere quali fossero tali reti, la loro ricomprensione nelle reti con obbligo di connessione di terzi e le previsioni di cui al precedente punto 6) ha portato nel seguito a far rientrare in tale casistica tutte quelle reti che avevano le predette caratteristiche e quindi anche le “reti private aventi terzi connessi” formatesi prima della liberalizzazione³⁵. In tal senso si può ritenere che i predetti decreti ministeriali abbiano preso atto di una situazione non perfettamente conforme a quanto previsto dall’evoluzione del quadro legislativo. Occorre però evidenziare che, in ogni caso, gli atti di concessione rilasciati dall’allora Ministro dell’industria, del commercio e dell’artigianato prevedono che l’impresa distributtrice concessionaria al fine di erogare il servizio di distribuzione anche agli utenti connessi alle reti elettriche di cui al precedente punto 3), lettera d), stipuli con i soggetti titolari o aventi la disponibilità di tali reti una apposita convenzione e che dette reti rimangano fisicamente delimitate alla struttura esistente alla data di stipula della presente convenzione. Ne consegue che:

- gli utenti delle predette reti devono essere forniti dall’impresa distributtrice e non dal titolare di dette reti;
- le predette reti devono rimanere congelate alla struttura esistente e pertanto non possono essere connessi terzi da parte del gestore privato³⁶.

³⁵ Si noti che tale interpretazione non appare del tutto scontata. Nella realtà, analizzando nel dettaglio la proposta di atto di concessione presentata dall’Autorità con la delibera n. 37/01 che di fatto introduce la definizione di “*reti con obbligo di connessione di terzi*” e in essa ricomprende, tra le altre, anche la dizione delle “*reti elettriche che, alla data dell’entrata in vigore del medesimo decreto legislativo, erano gestite da soggetti diversi dalle imprese distributrici ed alle cui infrastrutture erano connessi soggetti diversi dal gestore delle medesime*”, si nota che non vi è alcun elemento che lasci immaginare che la predetta dizione sia stata introdotta al fine di ricomprendere nel quadro normativo post liberalizzazione quelle realtà generatesi a seguito della frammentazione di grandi gruppi industriali con spacchettamenti societari che hanno fatto venir meno il concetto di autoproduttore e determinato la nascita di reti private con presenza di terzi connessi. Al contrario l’Autorità, nella parte motiva della delibera, aveva evidenziato che:

- alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/99 le imprese distributrici aventi diritto al rilascio della concessione ai sensi dell’articolo 9 del medesimo decreto utilizzavano, per la fornitura dell’energia elettrica ai clienti finali, anche reti nella titolarità di soggetti terzi cui erano connessi impianti di utenti;
- alcune delle predette reti nella titolarità di soggetti terzi non erano state inserite nell’ambito della rete di trasmissione nazionale;
- i predetti soggetti terzi non avevano diritto al rilascio della concessione di distribuzione di cui all’articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99;

e pertanto, riteneva opportuno dare un inquadramento anche all’attività dei soggetti esercenti reti di distribuzione non aventi diritto al rilascio della concessione prevedendo il rilascio di sub concessioni da parte delle imprese distributrici nel cui ambito territoriale siano ubicate dette reti. Poiché nell’Allegato A alla delibera n. 37/01 recante lo schema di atto di concessione la possibilità di rilascio da parte dell’impresa Concessionaria di sub-concessioni è prevista esplicitamente per i soggetti titolari delle reti di cui al precedente punto 3), lettera d), appare abbastanza chiaro il significato che si attribuiva a codeste reti. La traslazione nei decreti delle definizioni, senza i considerati della delibera ha di fatto stravolto il significato stesso delle definizioni facendo sì che la dizione fosse utilizzata per tutte quelle reti che avevano le caratteristiche inserite nella definizione stessa.

³⁶ Il fatto che nuovi utenti terzi rispetto ai gestori delle reti private potessero essere connessi a tali reti solo dalle imprese distributrici concessionarie è evidente anche dalla successiva regolazione in materia di connessioni alle reti definita dall’Autorità. L’Autorità, infatti, ha disposto:

- con la deliberazione n. 250/04, che i soggetti gestori di reti con obbligo di connessione di terzi diversi da Terna e dalle imprese distributrici adempiano alle disposizioni di cui al Codice di rete, relativamente alle proprie reti, sotto il coordinamento dell’impresa distributtrice competente nell’ambito territoriale, e che tali gestori concludono una convenzione con l’impresa distributtrice da trasmettere a Terna ed all’Autorità per approvazione;
- con la deliberazione ARG/elt 99/08, che, nel caso di connessioni a reti elettriche con obbligo di connessioni di terzi gestite da soggetti non titolari di concessione di trasmissione o di distribuzione dell’energia elettrica, le disposizioni

Inoltre preme evidenziare che, mentre per le altre reti ricomprese nella definizione di “*reti con obbligo di connessione di terzi*”, vi è un esplicito riferimento al fatto che ad esse debbano essere connessi tutti i soggetti terzi che ne facciano richiesta, in relazione alle “*piccole reti isolate*” e alle reti elettriche di cui al precedente punto 3), lettera d), sembra che la ricomprensione all’interno delle “*reti con obbligo di connessione di terzi*” sia finalizzata a garantire ai terzi già connessi la possibilità di usufruire del servizio pubblico erogato dall’impresa distributrice che detiene la concessione all’interno di quell’ambito territoriale, più che a rendere obbligatoria la connessione di terzi (che alla luce delle considerazioni fatte finora non può che essere intesa nel senso di obbligo del gestore privato di mettere a disposizione queste reti affinché l’impresa distributrice concessionaria possa connettervi nuovi utenti). Il diverso significato attribuibile al concetto di obbligo di connessione di terzi è peraltro confermato dal decreto ministeriale 10 dicembre 2010 (per ulteriori dettagli si rimanda al paragrafo A1.3.2).

Riassumendo, quindi, la prassi applicativa ha portato a ricomprendere nelle reti di cui al precedente punto 3), lettera d), anche le “*reti private aventi terzi connessi*” prevedendo che questi terzi fossero forniti dall’impresa distributrice concessionaria che a tal fine avrebbe dovuto sottoscrivere una convenzione con il gestore della rete privata. Nella pratica, invece, tale norma in alcuni casi (casistica A) è stata applicata in maniera totale (tutti i terzi connessi sono divenuti utenti dell’impresa di distribuzione concessionaria), in altri (casistica B) è stata applicata in maniera parziale (solo alcuni dei terzi connessi sono divenuti utenti dell’impresa distributrice concessionaria, mentre altri terzi hanno continuato ad essere forniti dal gestore della rete privata non concessionario, che pertanto ha continuato a svolgere un’attività di distribuzione pur non avendone titolo), in altri ancora (casistica C) nessuno dei terzi è diventato utente dell’impresa distributrice concessionaria e il gestore della rete privata ha di fatto svolto un’attività di distribuzione pur non avendone titolo. In nessuno di questi casi il passaggio di utenti dal gestore privato all’impresa distributrice è avvenuto sulla base di una convenzione approvata dall’Autorità. La disapplicazione parziale o totale del disposto normativo presente negli atti di concessione (casistiche B e C) ha di fatto portato alla persistenza di “*reti private aventi terzi connessi*”. A tali situazioni normalmente, fino all’approvazione della legge n. 99/09, ci si riferiva genericamente con le espressioni “*reti private*” o “*reti interne di utenza*”³⁷. Come chiarito con maggiore dettaglio nel successivo paragrafo, la legge n. 99/09 e il decreto legislativo n. 93/11 hanno introdotto disposizioni volte ad inquadrare nel contesto normativo queste realtà che altrimenti risultavano essere in palese difformità con esso.

A1.2.3 Innovazioni introdotte dal decreto legislativo n. 115/08

A parziale modifica del quadro normativo finora delineato è, inoltre, intervenuto il decreto legislativo n. 115/08 di attuazione della direttiva europea 2006/32/CE relativa all’efficienza energetica degli usi finali dell’energia e ai servizi energetici che ha introdotto una nuova fattispecie di autoproduzione: i Sistemi Efficienti di Utenza.

di cui alla medesima deliberazione sono attuate da Terna o dall’impresa distributrice competente per ambito territoriale in coordinamento con i gestori delle predette reti elettriche.

³⁷ Si noti che fenomeni simili a quelli alla base della nascita delle “*reti private aventi terzi connessi*” si sono verificati anche dopo l’entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/99. Anche in questo caso, a fronte di un quadro normativo che imponeva l’obbligo che il servizio di distribuzione ai terzi fosse erogato esclusivamente dal gestore di rete concessionario (obbligo che si sarebbe potuto esplicitare o prevedendo che i predetti terzi fossero disconnessi dalla rete privata e connessi alla rete gestita dall’impresa distributrice concessionaria, permettendo così che la rete privata continuasse a mantenere i connotati tipici della definizione di autoproduttore, oppure prevedendo che i predetti terzi fossero forniti dall’impresa distributrice concessionaria per il tramite della rete privata. In tale ultimo caso l’impresa distributrice si sarebbe dovuta avvalere, previo accordo tra le parti, della rete privata per l’erogazione del servizio di distribuzione e pertanto i tratti di rete privata utilizzati dall’impresa distributrice per l’erogazione del pubblico servizio sarebbero stati ricompresi a pieno titolo nella rete di distribuzione), sono comunque emerse realtà simili a quelle generatesi nel periodo pre-liberalizzazione con la conseguente formazione di nuove “*reti private aventi terzi connessi*”.

In particolare l'articolo 2, comma 1, lettera t), del decreto legislativo n. 115/08, come modificato dal decreto legislativo n. 56/10 introduce la categoria di **Sistema Efficiente di Utenza (SEU)** definita come un *“sistema in cui un impianto di produzione di energia elettrica, con potenza nominale non superiore a 20 MWe e complessivamente installata sullo stesso sito, alimentato da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, anche nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale, è direttamente connesso, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'impianto per il consumo di un solo cliente finale ed è realizzato all'interno dell'area di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente”*.

A1.3 Le modifiche introdotte dalla legge n. 99/09, dal decreto ministeriale 10 dicembre 2010, dal decreto legislativo n. 93/11 e dalla sentenza n. 6407 del 13 luglio 2012 del TAR Lazio e il conseguente nuovo quadro normativo

La disapplicazione parziale o totale del disposto normativo presente negli atti di concessione (casistiche B e C di cui al precedente paragrafo) ha di fatto portato alla persistenza di “reti private aventi terzi connessi” il cui gestore esercitava, di fatto, un'attività di distribuzione di energia elettrica pur senza averne titolo (senza una concessione ministeriale). Tali reti fino all'approvazione della legge n. 99/09 sono state genericamente definite “reti private” o “reti interne di utenza” (si noti sin d'ora che a seguito dell'approvazione della legge n. 99/09 la dizione “reti interne di utenza” ha assunto un significato diverso da quello storico in quanto è stata utilizzata per definire un sottoinsieme delle reti private).

A1.3.1 Innovazioni introdotte dalla legge n. 99/09

Preso atto di questa situazione il legislatore, con la legge n. 99/09, è intervenuto:

- introducendo, nelle more del recepimento nell'ordinamento nazionale della normativa comunitaria in materia (direttiva 2009/72/CE), la definizione di Rete Interna di Utenza (RIU)³⁸;
- prevedendo, nel caso delle RIU e delle unità di produzione e/o consumo ad esse connesse, che:
 - a) le responsabilità dei gestori di rete con obbligo di connessione di terzi (imprese distributrici e Terna) in relazione alla qualità del servizio elettrico e all'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione siano limitate al punto di connessione con la rete con obbligo di connessione di terzi;
 - b) Terna eroghi il servizio di dispacciamento alle singole unità di produzione e di consumo connesse alla RIU;
 - c) il soggetto responsabile della RIU abbia il compito di assicurare la sicurezza di persone e cose, in relazione all'attività svolta;

³⁸ L'articolo 33, comma 1, della legge 23 luglio 2009 n. 99 dispone che *“Nelle more del recepimento nell'ordinamento nazionale della normativa comunitaria in materia, 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, purchè 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.”*

- prevedendo che l’Autorità, tra l’altro:
 - a) adegui le proprie determinazioni tariffarie al fine di applicare i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione e gli oneri generali di sistema, nel solo caso delle RIU, esclusivamente all’energia elettrica prelevata nei punti di connessione alla rete pubblica, mentre in tutti gli altri casi facendo esclusivo riferimento al consumo di energia elettrica dei clienti finali o a parametri relativi al punto di connessione dei medesimi clienti finali;
 - b) individui le RIU;
 - c) stabilisca le modalità con le quali è assicurato il diritto dei soggetti connessi alla RIU di accedere direttamente alle reti con obbligo di connessione di terzi;
 - d) fissi le condizioni alle quali le singole unità di produzione e di consumo connesse nella RIU fruiscono del servizio di dispacciamento;
 - e) definisca le modalità con le quali il soggetto responsabile della RIU provvede alle attività di misura all’interno della medesima rete, in collaborazione con i gestori di rete con obbligo di connessione di terzi deputati alle medesime attività;
 - f) formuli proposte al Ministero dello sviluppo economico concernenti eventuali esigenze di aggiornamento delle vigenti concessioni di distribuzione, trasmissione e dispacciamento;
- disponendo che il Ministero dello sviluppo economico determini 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, 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; e che l’Autorità attui i suddetti criteri al fine del contemperamento e della salvaguardia dei diritti acquisiti, anche con riferimento alla necessità di un razionale utilizzo delle risorse esistenti (articolo 30, comma 27, della legge n. 99/09).

AI.3.2 Innovazioni introdotte dal decreto ministeriale 10 dicembre 2010

Il Ministro dello Sviluppo Economico, con il decreto ministeriale 10 dicembre 2010 ha dato attuazione a quanto disposto dall’articolo 30, comma 27, della legge n. 99/09. Tale decreto, nell’individuare 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, definisce altresì alcuni elementi di raccordo della disciplina per i sistemi e le reti elettriche private e le Reti Interne di Utenza di cui all’articolo 33 della legge n. 99/09 e, tra l’altro, dirime alcuni problemi derivanti dalla definizione di “rete con obbligo di connessione di terzi” presente nella pre-vigente normativa.

In particolare, il predetto decreto, tra l’altro,:

- al fine di eliminare ogni dubbio sugli obblighi in capo ai gestori di rete titolari di reti elettriche private a cui sono connessi anche terzi, fornisce alcuni chiarimenti in merito al generico “obbligo di connessione di terzi” distinguendo, in particolare, tra:
 - a) *“l’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”*³⁹ a cui sono sottoposti i soli gestori di rete titolari di una concessione di trasmissione o di distribuzione⁴⁰;
 - b) *“l’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”*⁴¹ a cui sono sottoposti i gestori di

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

⁴⁰ Articolo 3, commi 1 e 2, del decreto ministeriale 10 dicembre 2010.

⁴¹ Articolo 2, comma 1, lettera a), del decreto ministeriale 10 dicembre 2010.

- reti private, ivi inclusi i gestori delle reti interne di utenza⁴². 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;
- definisce come **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;
 - stabilisce che tutte le **Reti Private**, ivi incluse le reti interne di utenza di cui all'articolo 33 della legge n. 99/09 (RIU), 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;
 - dà mandato all'Autorità affinché:
 - 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;
 - b) individui altresì 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;
 - c) 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.

Infine il medesimo decreto introduceva la categoria di Sistema di Auto-Approvvigionamento Energetico 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)⁴³ 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 sistema⁴⁴.

AI.3.3 La sentenza del TAR Lazio n. 6407 del 13 luglio 2012 in merito al decreto ministeriale 10 dicembre 2010

Le disposizioni introdotte con il decreto ministeriale 10 dicembre 2010 sono state impugnate

⁴² L'Articolo 4, comma 1, del decreto ministeriale 10 dicembre 2010 recita testualmente “*Tutte le reti elettriche private, ivi incluse le Reti interne di utenza di cui all'articolo 33 della legge n. 99/09, sono reti con obbligo di libero accesso al sistema elettrico ...*”. Tale diritto è quello sancito anche dall'articolo 33, comma 1, lettera c) della legge 23 luglio 2009, n. 99, che, con riferimento alle Reti Interne di Utenza, ribadisce il diritto, per ciascuno dei soggetti ricompresi in una di tali reti, di connettersi, in alternativa, alla rete con obbligo di connessione di terzi.

⁴³ Definiti dall'articolo 2, comma 1, lettera t), del decreto legislativo n. 115/08.

⁴⁴ Articolo 6, comma 1, del decreto ministeriale 10 dicembre 2010. L'articolo 6 del decreto ministeriale 10 dicembre 2010, nonché la definizione di SAAE introdotta con l'articolo 2, comma 1, lettera f), del medesimo decreto sono stati successivamente abrogati dal TAR Lazio con sentenza n. 6407 del 13 luglio 2012.

dall'Enel Distribuzione 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 (*recte*: 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).

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.

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 preesistente⁴⁵.

La sentenza n. 6407 del TAR Lazio rende necessario rivedere l'impostazione generale del quadro definitorio su cui si fonda la regolazione dell'Autorità in materia di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e di Reti Private.

⁴⁵ In realtà, mentre nel caso delle RIU la legge n. 99/09 introduce una definizione che permette di congelare tali realtà ad una certa data definendo pertanto un insieme chiuso di reti, in relazione alle altre reti private non è introdotta alcuna definizione esplicita, se non un rimando alla necessità di salvaguardare i diritti acquisiti e utilizzare in modo razionale le risorse esistenti.

AI.3.4 Innovazioni introdotte dalla direttiva 2009/72/CE, recepita con il decreto legislativo n. 93/11

Rispetto a tale contesto però non può essere tralasciato il decreto legislativo n. 93/11, di recepimento della direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. In tale ambito, infatti, il legislatore ha previsto, al comma 5 dell'articolo 38, che *“Ferma restando la disciplina relativa ai sistemi efficienti di utenza di cui all'articolo 2, comma 1, 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 nonché le altre reti elettriche private definite ai sensi dell'articolo 30, comma 27, della legge n. 99 del 2009, cui si applica l'articolo 33, comma 5, della legge 23 luglio 2009, n. 99.”*.

Come si nota, con tale comma il legislatore ha recepito nell'ordinamento nazionale la categoria dei Sistemi di Distribuzione Chiusi introdotta dall'articolo 28 della direttiva 2009/72/CE. Tale recepimento è avvenuto mediante la mera identificazione con tale categoria delle RIU e delle Altre Reti Private in precedenza definite e regolate dalla legge n. 99/09⁴⁶. La scelta di tale modalità per attuare l'articolo 28 della direttiva non fa venire meno il potere di regolazione dell'Autorità in materia di RIU e Altre Reti Private, già intestatole dalla legge n. 99/09 peraltro entro i limiti (che restano salvi) previsti dall'articolo 30, comma 27 e dall'articolo 33, commi 1, 2, 5 e 6 (nonché previsti dall'articolo 4, comma 1, e dall'articolo 7, commi 1 e 2, del decreto ministeriale 10 dicembre 2010 attuativo della legge n. 99/09).

Tuttavia occorre precisare anche che la regolazione delle RIU introdotta dall'articolo 33 della legge n. 99/09 era stata adottata nelle more del recepimento della direttiva 2009/72/CE e che non esiste in normativa una definizione esplicita delle Altre Reti Private. La successiva decisione del legislatore di recepire tale direttiva mediante la mera identificazione di tali configurazioni impiantistiche con gli SDC comporterebbe la necessità di interpretare gli effetti del citato articolo 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11 in coerenza con il quadro comunitario. Da ciò consegue che tale nuova norma, da un lato, abbia implicitamente abrogato le norme della legge n. 99/09 che contrastano con la direttiva e, dall'altro, abbia introdotto, quali elementi vincolanti ai fini dell'esercizio del potere di regolazione dell'Autorità, aspetti obbligatori della direttiva non ancora esplicitati nella normativa nazionale. In tale ottica solo da un'analisi comparata fra la direttiva europea e la normativa nazionale previgente si possono esplicitare la portata e gli effetti che il predetto articolo 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11 produce in materia di definizione e di regolazione delle RIU e delle Altre Reti Private.

In particolare, l'articolo 28 della direttiva 2009/72/CE prevede:

- al comma 1 che *“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 paragrafo 4 [cfr. comma 4], non rifornisce clienti civili, se:*
 - a) *per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati oppure*
 - b) *il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate.”;*
- al comma 4 che *“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 servita da un sistema di distribuzione chiuso non pregiudica la concessione delle esenzioni di cui al paragrafo 2 [cfr. comma 2].”*,

⁴⁶ Si evidenzia che l'introduzione della categoria degli SDC nella normativa nazionale è delegata dalla direttiva alle autorità nazionali su base volontaria e non obbligatoria.

- ai commi 2 e 3, che verranno esaminati più nel dettaglio di seguito, alcune disposizioni finalizzate ad esonerare i gestori dei sistemi di distribuzione chiusi 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 (si veda a tal fine anche il considerato n. 30 della direttiva 2009/72/CE).

Il significato di tali definizioni è poi ulteriormente precisato dalla Commissione Europea con la nota interpretativa del 22 gennaio 2010 in materia di mercati *retail*. 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 simile⁴⁷, oltre che, eventualmente, produttori di energia elettrica. Inoltre, il requisito di cui alla lettera a) 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).

Nella medesima nota la Commissione Europea precisa, inoltre, che i Sistemi di Distribuzione Chiusi sono a tutti gli effetti dei sistemi di distribuzione e non costituiscono una nuova e separata categoria di sistemi. Dunque ad essi si applicano gli obblighi generali che si applicano agli altri sistemi di distribuzione. In particolare, anche l'obbligo di garantire l'accesso ai terzi (inteso come obbligo di connessione di terzi e di libero accesso al sistema elettrico) si applica ai gestori dei SDC qualora i predetti terzi siano ubicati all'interno del sito geograficamente limitato su cui insiste il Sistema di Distribuzione Chiuso.

Confrontando la definizione di Sistema di Distribuzione Chiuso della direttiva 2009/72/CE con la definizione di RIU di cui all'articolo 33, comma 1, della legge n. 99/09, appare che quest'ultima, salvo quanto previsto dalla lettera c) di tale disposizione (che definisce la RIU come una rete non sottoposta all'obbligo di connessione di terzi), risulti compatibile con quanto previsto dai commi 1 e 4 dell'articolo 28 della predetta direttiva, nonché dalle note interpretative della Commissione Europea⁴⁸. In tal senso le RIU costituiscono un sottoinsieme della più generale definizione di SDC.

⁴⁷ Nella nota interpretativa del 22 gennaio 2010 in materia di mercati *retail*, si precisa inoltre che i nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile (ammessi ad essere connessi ad un SDC) 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 sistema di distribuzione chiuso.

⁴⁸ In tale contesto si evidenzia che anche le assunzioni fatte dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 52/10 ai fini dell'individuazione delle RIU ed in particolare la scelta di non limitare la possibile classificazione in quanto RIU:

- alle sole reti che connettono unicamente unità di consumo di tipo industriale, in quanto tale limitazione escluderebbe dall'insieme delle predette reti ambiti industriali ove siano presenti unità di consumo non industriali ma comunque funzionali all'attività industriale stessa ovvero del tutto marginali rispetto all'attività medesima; e
- alle sole reti che connettono unicamente unità di produzione di energia elettrica funzionalmente essenziali per il processo produttivo industriale, in quanto non risulta logicamente ed economicamente sostenibile che uno stesso sito sia servito da due reti parallele, di cui solamente una classificata in quanto "rete interna d'utenza", risulta perfettamente coerente con quanto previsto dall'articolo 28, comma 4, della direttiva 2009/72/CE.

Analogamente, considerato che non esiste una definizione di Altre Reti Private, alla luce dell'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11, si ritiene che le Altre Reti Private debbano essere definite come le reti, diverse dalle Reti Pubbliche e dalle RIU che rientrano nella definizione di Sistemi di Distribuzione Chiusi di cui alla direttiva 2009/72/CE.

La qualificazione delle RIU e delle Altre reti Private alla stregua di SDC ha due importanti ricadute.

In primo luogo, essendo gli SDC dei veri e propri sistemi di distribuzione, essi sono sottoposti all'obbligo di garantire l'accesso ai terzi. Conseguentemente, i gestori delle RIU e delle Altre Reti Private sono soggetti, da un lato, all'obbligo di connessione di terzi in relazione alle unità di produzione e di consumo realizzate all'interno del sito su cui insiste il SDC e, dall'altro, all'obbligo di libero accesso al sistema in relazione agli utenti connessi a tali reti⁴⁹.

In secondo luogo, poiché l'attività di distribuzione, ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, può essere esercitata esclusivamente in regime di concessione, e poiché nell'ambito del territorio in cui insistono gli SDC esistenti è già presente un concessionario dell'attività di distribuzione, eventuali gestori di SDC che non siano le imprese distributrici concessionarie, devono acquistare un titolo valido per lo svolgimento dell'attività nell'ambito della rete coerente con la disciplina nazionale in materia di concessioni. A tal fine, come ricordato in precedenza, l'articolo 1, comma 4, del decreto ministeriale 28 dicembre 1995 di approvazione della convenzione di distribuzione di Enel e l'articolo 12 della medesima convenzione, già contemplano lo strumento per inquadrare correttamente la fattispecie in esame. Si tratta della previsione che, previa autorizzazione dell'allora Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (MICA), oggi Ministero dello Sviluppo Economico, l'attività di distribuzione possa essere affidata dal concessionario ad un terzo in sub-concessione per esigenze di razionalizzazione o di migliore erogazione del servizio. Tale assetto, pertanto, consente la gestione di RIU e di Altre Reti Private, gestite da soggetti diversi dall'impresa distributtrice territorialmente concessionaria, nei limiti e alla condizione che quest'ultima rilasci al gestore della RIU e di Altra Rete Privata una apposita sub-concessione (previa autorizzazione ministeriale).

In relazione ai restanti commi, l'articolo 28 della direttiva 2009/72/CE prevede:

- al comma 2 che *“Gli Stati membri possono stabilire che le autorità nazionali di regolamentazione esentino il gestore di un sistema di distribuzione chiuso:*
 - a) *dal requisito di cui all'articolo 25, paragrafo 5 [cfr. comma 5], di acquisire l'energia che utilizza per coprire le perdite di energia e la capacità di riserva del proprio sistema secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato;*
 - b) *dal requisito di cui all'articolo 32, paragrafo 1 [cfr. comma 1], di far sì che le tariffe, o le metodologie di calcolo delle stesse, siano approvate prima della loro entrata in vigore conformemente all'articolo 37.”;*
- al comma 3 che *“Quando è concessa un'esenzione a norma del paragrafo 2 [cfr. comma 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.”;*

Le disposizioni comunitarie richiamate nei precedenti due alinea trovano già attuazione nell'ordinamento nazionale, in particolare nelle previsioni di cui alla legge n. 99/09 e al decreto ministeriale 10 dicembre 2010, le quali attribuiscono all'Autorità il potere di attuare quanto disposto nella predetta normativa nazionale ed in particolare di regolare l'erogazione dei servizi di

⁴⁹ L'accesso al sistema elettrico per i soggetti connessi ad una rete privata è da intendersi da un lato come accesso al libero mercato e dall'altro come connessione alla 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, come ad esempio gli standard di qualità previsti dalle delibere dell'Autorità). A seconda dei casi esso può essere garantito: senza modificare la connessione (caso a), mediante la realizzazione di una nuova connessione diretta alla rete pubblica (caso b), mediante l'utilizzo da parte del gestore della rete pubblica concessionario in quel territorio della rete privata a cui il soggetto è già connesso (caso c).

connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso delle RIU e Altre Reti Private. Nell'esercitare tale potere, però la normativa nazionale pone alcuni indirizzi. In particolare:

- nel caso di Altre Reti Private il legislatore ha stabilito che i corrispettivi di trasmissione, distribuzione, dispacciamento, nonché gli oneri generali di sistema siano applicati all'energia consumata dai singoli utenti di tali reti e non all'energia prelevata complessivamente dalla Rete Pubblica (ciò induce a ritenere che per tali utenti non si applichi l'articolo 28, commi 2, lettera b) e 3, della Direttiva 2009/72/CE, o meglio lo si applichi obbligando i gestori degli SDC a erogare i servizi applicando la medesima regolazione prevista per le Reti Pubbliche);
- nel caso, invece, delle RIU il legislatore ha stabilito che:
 - a) i corrispettivi di trasmissione, e distribuzione, nonché gli oneri generali di sistema siano applicati all'energia prelevata dal punto di connessione con la Rete Pubblica (ciò induce a ritenere che per tali utenti si applichi la deroga prevista dall'articolo 28, comma 2, lettera b), della Direttiva 2009/72/CE);
 - b) le RIU sono reti con obbligo di libero accesso al sistema elettrico (ciò induce a ritenere che per tali utenti quanto previsto dall'articolo 28, comma 3, della Direttiva 2009/72/CE possa essere attuato non approvando apposite tariffe da parte dell'Autorità, ma prevedendo che l'utente, qualora non soddisfatto delle modalità e condizioni di erogazione del servizio stabilite dal gestore della RIU, possa accedere direttamente alla rete pubblica);
 - c) le responsabilità delle imprese distributrici e di Terna in relazione alla qualità del servizio elettrico e all'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione siano limitate al punto di connessione con la rete pubblica (ciò induce a ritenere che per gli utenti delle RIU la regolazione della qualità del servizio può anche non applicarsi o applicarsi in maniera diversa da quella prevista per le Reti Pubbliche).

Si ritiene pertanto che l'Autorità, nell'esercizio dei predetti poteri regolatori, debba definire una regolazione, nel caso di RIU e Altre Reti Private, che sia compatibile con quanto previsto dalla direttiva europea 2009/72/CE per i SDC e con gli indirizzi della legge n. 99/09. In tale contesto, si ritiene che sia l'Autorità a dover definire le casistiche e le modalità con le quali applicare eventualmente le deroghe alla normativa generale previste per i SDC in relazione alle modalità con le quali il gestore del SDC si approvvigiona dell'energia necessaria alla copertura delle perdite sulla rete privata e della capacità di riserva del proprio sistema⁵⁰ (cfr. articolo 28, comma 2, lettera a), della direttiva europea 2009/72/CE) coerentemente con gli indirizzi che il legislatore ha definito con la legge n. 99/09.

⁵⁰ In relazione alle deroghe sulle modalità di approvvigionamento della capacità di riserva, si ritiene che la deroga relativa all'approvvigionamento della capacità di riserva sia attuabile esclusivamente nei soli casi in cui la Rete Privata sia costretta a funzionare in isola rispetto al sistema elettrico ed in relazione alla capacità e all'energia elettrica utilizzata in tali casi per garantire il bilanciamento nella Rete Privata isolata. Ciò poiché il legislatore ha previsto che, per le RIU e le Altre Reti Private, il servizio di dispacciamento entri all'interno della Rete Privata.

APPENDICE 2

IL DCO 33/11 DEL 4 AGOSTO 2011

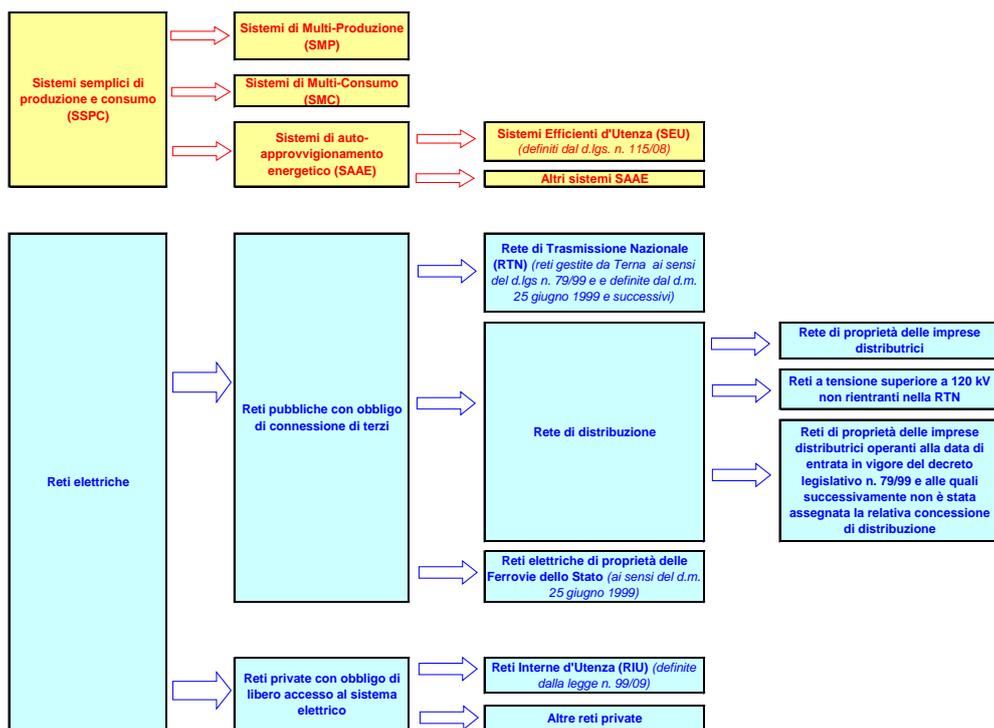
A2.1 Il documento per la consultazione del 4 agosto 2011, n. 33, in sintesi

L'Autorità con il documento per la consultazione 4 agosto 2011, n. 33 (di seguito: DCO 33/11), ha sottoposto alla consultazione i suoi orientamenti in relazione alla definizione dei criteri e delle condizioni per l'erogazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) e nel caso di Reti Private.

Il DCO 33/11 è suddiviso in tre distinte parti:

- nella Parte Prima è stato presentato il quadro di riferimento in materia di reti elettriche e di SSPC, gli orientamenti relativi alla definizione e all'individuazione delle diverse tipologie di SSPC, comprensive delle proposte finalizzate a chiarire cosa si intenda per "*titolarità di un impianto di produzione*", per "*disponibilità di un'area*" e per "*gruppo societario*", e le proposte relative alla definizione e all'individuazione delle diverse tipologie di reti elettriche;
- la Parte Seconda ha presentato gli orientamenti relativi alla regolazione dei SSPC, con particolare attenzione ai SEU;
- la Parte Terza ha presentato gli orientamenti relativi alla regolazione delle reti private, con particolare attenzione alle RIU.

In particolare in relazione alla Parte Prima, sulla base delle modifiche introdotte al quadro normativo con il decreto legislativo n. 115/08 e sue successive modifiche e integrazioni e con la legge n. 99/09 e sulla base delle precisazioni ed integrazioni introdotte dal decreto ministeriale 10 dicembre 2010, l'Autorità aveva riportato i propri orientamenti finalizzati a completare e chiarire il complessivo quadro definitivo, individuando le diverse tipologie di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e le diverse tipologie di Reti Elettriche. In Tabella B è ripresentata la tabella 1 del DCO 33/11 al fine di riassumere sinteticamente il quadro definitivo proposto con il predetto DCO.



- **Tabella B:** Quadro di riferimento proposto nel DCO 33/11 -

Nel paragrafo A2.2 del presente Appendice si riporta una sintesi delle risposte che i diversi operatori hanno fornito in relazione al “Quadro di Riferimento” presentato nella Parte Prima del DCO 33/11, nonché ulteriori considerazioni aggiuntive dell’Autorità conseguenti alle predette osservazioni degli operatori.

Gli esiti del procedimento di consultazione avviato con il DCO 33/11 relativi alla seconda parte del predetto DCO e aventi ad oggetto le osservazioni degli operatori in relazione alle proposte per la regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC), saranno presentati in un successivo documento di consultazione che l’Autorità pubblicherà al fine di consultare gli orientamenti finali su tale tematica.

Parimenti gli esiti del procedimento di consultazione avviato con il DCO 33/11 relativi alla terza parte del predetto DCO e aventi ad oggetto le osservazioni degli operatori in relazione alle proposte per la regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso Reti Interne di Utenza e Altre Reti Private saranno presentati in un ulteriore ed ultimo documento di consultazione che l’Autorità pubblicherà con la finalità di consultare gli orientamenti finali sulla regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (Reti Interne di Utenza e Altre Reti Private).

A2.2 Esiti del procedimento di consultazione avviato con il DCO 33/11 in relazione agli orientamenti relativi al completamento del quadro definitorio in materia di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e Reti Private

In esito alla consultazione avviata col DCO 33/11 gli operatori hanno espresso un generale apprezzamento sul lavoro svolto dall’Autorità, soprattutto in merito all’obiettivo di completare il quadro delle definizioni e della relativa regolazione in materia di reti elettriche e di sistemi di autoproduzione anche per cogliere l’opportunità di disciplinare una serie di casistiche pratiche

attraverso un valido supporto normativo in sintonia con alcune buone pratiche già oggi utilizzate dagli operatori.

Restringendo l'attenzione alla sola Parte Prima del DCO e quindi alle proposte che l'Autorità ha avanzato in materia di definizioni di Reti Pubbliche, Reti Private e Sistemi Semplici di Produzione e Consumo - ad eccezione di un operatore che, contestando la validità del decreto ministeriale 10 dicembre 2010, di fatto ritiene fortemente critico il quadro definitorio proposto dall'Autorità - si registrano due esigenze di fondo, da un lato tutelare le configurazioni impiantistiche esistenti e dall'altro minimizzare gli impatti che la regolazione, con particolare riferimento a quella relativa alle reti private, ha sulle imprese distributrici.

A2.2.1 Esiti del DCO 33/11 in relazione ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

Più nel dettaglio in merito alla classificazione dei **Sistemi Semplici di Produzione e Consumo** ed in particolare alle proposte avanzate in materia di Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) e di Sistemi Equiparati ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU) la maggior parte degli operatori, per lo più esercenti l'attività di produzione, ritengono necessario un allargamento della platea di configurazioni che possono rientrare all'interno delle predette ultime due casistiche. Tale orientamento si traduce:

- a) nella richiesta di prevedere che possano esserci più produttori all'interno del medesimo SEU o SSPC, eventualmente limitati al caso di produttori appartenenti al medesimo gruppo societario (come indicato nel DCO 33/11) ovvero al caso in cui il cliente sia anche produttore (cliente/produttore) e ci sia anche un produttore terzo. In tali casi, è stato proposto che ci sia un vincolo di univocità esclusivamente sull'utente del dispacciamento in immissione e che la titolarità delle distinte officine elettriche rimanga in capo ai singoli soggetti giuridici, senza prevedere una cessione forzata da parte del cliente/produttore al produttore terzo o viceversa;
- b) nella richiesta di prevedere che sistemi con configurazioni impiantistiche analoghe non abbiano un trattamento differenziato in ambito regolatorio e definitorio per effetto dei diversi legami economico-finanziari e societari che si possono instaurare tra i diversi soggetti presenti all'interno dei predetti sistemi;
- c) nella richiesta di salvaguardare tutte le iniziative industriali esistenti o, almeno, di ricomprendere nei SESEU tutti i sistemi caratterizzati dalla presenza di un impianto di produzione e un impianto di prelievo indipendentemente dalla tipologia di fonte di alimentazione utilizzata, dalla presenza o meno di cogenerazione, dalla taglia dell'impianto di produzione, dalla contiguità delle aree su cui insistono le utenze di consumo e le utenze di generazione elettrica;
- d) nella richiesta di non prevedere per le configurazioni esistenti rientranti tra i SESEU limiti per gli interventi di potenziamento che si vorranno realizzare in futuro sugli impianti di produzione;
- e) nella richiesta di prevedere che qualora il titolare di un'unità di consumo metta a disposizione di soggetti terzi aree ubicate al proprio interno mediante contratto di *service* di area attrezzata o contratto equivalente, (consistente nella disponibilità di un servizio omnicomprensivo includente, tra gli altri, anche l'energia elettrica e a fronte del quale è previsto, di regola, il pagamento di un corrispettivo forfetario non commisurato all'energia elettrica utilizzata, ma, ad esempio, commisurato al costo al metro quadro di area utilizzata), egli continui comunque ad essere l'unico cliente finale così come definito nel decreto legislativo n. 79/99;
- f) in un generale consenso in merito alla necessità di interpretare il concetto di "*titolarietà di un impianto di produzione*" facendo sì che il titolare coincida con il produttore così come definito nel decreto legislativo n. 79/99. Nonché nel prevedere che il produttore sia il titolare dell'officina elettrica e dell'autorizzazione all'esercizio dell'impianto di produzione;
- g) in una ampia convergenza sulla interpretazione di "*disponibilità di un'area*" proposta dall'Autorità, con richieste, soprattutto da parte dei produttori, di prevedere che siano ammessi

come strumenti atti a dimostrare la disponibilità di un'area anche i contratti di comodato previsti dall'articolo 1803 del codice civile, nonché i diritti di superficie e di servitù, ivi inclusa la servitù di elettrodotto (in quest'ultimo caso utile soprattutto per impianti idroelettrici distanti dai siti di consumo che alimentano) e che sia eliminato o reso meno stringente il vincolo connesso alla contiguità delle aree su cui sorgono le utenze di consumo e le utenze di generazione elettrica. Sull'argomento, inoltre, alcuni operatori hanno evidenziato la necessità di prevedere che l'area su cui sorge l'impianto di produzione sia solo inizialmente nella piena disponibilità del cliente finale e che quindi ci sia la possibilità di istituire diritti a favore dei soggetti che realizzeranno l'impianto di produzione e/o che ne manterranno la proprietà (avere la piena disponibilità dell'area su cui insiste l'impianto di generazione è infatti condizione necessaria per autorizzare l'impianto e per costituire idonee garanzie, quali ipoteca o cessione in locazione finanziaria, per il finanziamento del progetto);

- h) in una propensione dei soggetti interessati nell'utilizzo per la dizione "*gruppo societario*" della definizione prevista dall'articolo 3, paragrafo 2, del regolamento (CE) n. 139/2004 del Consiglio del 20 gennaio 2004. Sull'argomento, inoltre, alcuni soggetti hanno richiesto che vengano ricomprese nella definizione di "*gruppo societario*" anche le imprese partecipate, le imprese collegate, le *joint venture* e la figura consortile, mentre altri hanno evidenziato che qualora ci fossero specifiche pattuizioni tra produttore e cliente finale tali per cui tutta la produzione elettrica è sempre e comunque nella piena e totale disponibilità del cliente finale (come ad esempio avviene in presenza di un contratto di tolling tra produttore e cliente finale) sarebbe opportuno prevedere che la società di produzione sia una controllata di fatto del cliente finale o che gli impianti di produzione e di consumo siano tutti attribuibili al cliente finale;
- i) in una propensione dei soggetti interessati, anche per ragioni di semplicità implementativa e gestionale, nell'applicare i benefici previsti dal decreto legislativo n. 115/08 ai SEU caratterizzati dalla presenza di impianti di cogenerazione ad alto rendimento a tutta l'energia autoconsumata negli anni in cui, sulla base dell'anno solare precedente, la E_{CHP} è superiore al 50% dell'energia complessivamente prodotta.

In contrasto con il predetto orientamento prevalente, invece, qualche operatore propende per una interpretazione piuttosto restrittiva della definizione di SEU e di SESEU manifestando contrarietà alla proposta dell'Autorità di prevedere che la dizione di "impianto" prevista dal decreto legislativo n. 115/08 possa essere intesa nel suo senso più ampio di insieme di tecnologie e tipologie diverse di produzione di energia elettrica e quindi, per la nomenclatura utilizzata dall'Autorità nella regolazione delle connessioni (TICA) e nel Sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche degli Impianti di Produzione (GAUDI), come insieme di impianti di generazione di energia elettrica.

In relazione alle richieste di cui alle precedenti lettere a), b), f) e h), l'Autorità intende confermare le proposte avanzate con il DCO 33/11. Inoltre in merito a quanto richiesto alle lettere e) e g), l'Autorità intende accogliere le richieste degli operatori al fine di semplificare e rendere più flessibile il ricorso alla finanza di progetto. Tuttavia tali aperture non possono esorbitare rispetto ai poteri stessi che la normativa primaria ha conferito all'Autorità. In tal senso si evidenzia che è proprio la definizione di SEU ad individuare nei rapporti societari tra i diversi soggetti giuridici presenti in un SEU uno degli elementi discriminanti. Pertanto, salvo future modifiche legislative che potranno essere apportate al decreto legislativo n. 115/08, ad oggi non è possibile ricomprendere nei SEU configurazioni in cui più unità di consumo e più unità di produzione nella titolarità di società afferenti al medesimo gruppo societario sono connesse tra loro mediante un collegamento privato⁵¹; così come non è possibile ipotizzare di ammettere configurazioni con più

⁵¹ La ricomprensione nei SEU dei gruppi societari non è affatto possibile, come peraltro dimostra la sentenza n. 6407 del TAR Lazio che ha abrogato l'articolo 6 del decreto ministeriale 10 dicembre 2010. Tale articolo, infatti, introduceva la definizione di Sistema di Auto-Approvvigionamento estendendo i benefici dei SEU, tra l'altro, anche a sistemi in cui le unità di produzione e di consumo erano nella titolarità di diverse società afferenti al medesimo gruppo societario.

produttori⁵². Inoltre, nell'accogliere le richieste degli operatori in relazione alla precedente lettera g), non si ritiene corretto inserire anche i titoli di servitù in quanto utilizzabili esclusivamente per il passaggio dei soli elettrodotti e non per garantire la piena disponibilità dell'area su cui sorge il SEU. A tal fine si evidenzia che la definizione di SEU, prevedendo che tale configurazione sorga all'interno di un'area nella proprietà o piena disponibilità del cliente finale, introduce un elemento di unitarietà dell'area stessa di cui l'Autorità non può non tener conto. In tal senso non si ritiene possibile eliminare il concetto di contiguità tra aree introdotto nella definizione proposta dall'Autorità. Si è ritenuto opportuno, inoltre, non accogliere la richiesta di cui alla lettera i) in quanto essa non permetterebbe di semplificare la gestione dei SEU con cogenerazione ad alto rendimento (in ogni caso le modalità di fatturazione dei corrispettivi di trasporto e degli oneri generali sarebbero soggette ad una potenziale variazione annuale e quindi sarebbe comunque necessario definire un algoritmo per fatturare i predetti corrispettivi e oneri). Partendo da tale considerazione si è, invece, ritenuto più corretto applicare i benefici di SEU esclusivamente alla sola parte di energia elettrica consumata in sito qualificabile come cogenerativa ad alto rendimento. In analogia con quanto proposto per la cogenerazione ad alto rendimento si ritiene che in presenza di impianti ibridi i benefici di SEU siano concessi esclusivamente alla sola parte di energia elettrica consumata in sito imputabile alle fonti rinnovabili.

Infine non si è ritenuto opportuno accogliere le proposte di cui alle lettere c) e d) sia perché quanto richiesto alla predetta lettera c) sarebbe difficilmente compatibile con il riferimento alla definizione di SEU, sia perché il diritto a potenziare gli impianti esistenti anche al di là del limite dei 20 MWe previsti per legge non appare in nessun caso un diritto acquisito.

A2.2.2 Esiti del DCO 33/11 in relazione alle Reti Private

Passando alla classificazione delle **Reti Elettriche** ed in particolare alle proposte avanzate dall'Autorità in materia di Reti Interne di Utenza e di Altre Reti Private la maggior parte degli operatori ha evidenziato che:

- a) pur condividendo la necessità di evitare il proliferare delle RIU, i criteri proposti nell'ambito del DCO 33/11 sullo sviluppo territoriale delle RIU appaiono troppo rigidi e limitativi, anche in considerazione del fatto che la lettera del decreto ministeriale 10 dicembre 2010 si limita a richiedere un "contenimento" dell'estensione territoriale delle RIU. In tal senso gli operatori ritengono più ragionevole adottare criteri di "contenimento" più flessibili che non limitino o condizionino lo sviluppo delle singole aziende presenti nella RIU o dell'area industriale su cui la RIU insiste. Al riguardo:
 - alcuni operatori propongono che qualunque unità di consumo o di produzione, che verrà realizzata all'interno dell'area della RIU secondo i limiti territoriali definiti al momento dell'entrata in vigore della legge 99/09, abbia la possibilità di connettersi alla predetta RIU indipendentemente dal fatto che esista o meno, nella specifica particella che rientra nell'area della RIU, una unità di consumo o produzione già connessa alla RIU;

⁵² Al riguardo si evidenzia che le aperture introdotte già con il DCO 33/11 in relazione all'interpretazione del concetto di impianto di produzione, di titolarità dell'impianto, di cliente finale e di disponibilità di un'area conferiscono molta flessibilità nella costruzione dei rapporti che possono intercorrere fra cliente finale produttore ed eventualmente soggetti terzi finanziatori. Del resto anche le criticità relative alla gestione di configurazioni con un cliente autoproduttore ed un altro produttore possono essere comunque gestite facendo sì che la gestione di tutta la produzione sia trasferita ad un unico soggetto (unicità del produttore) ferma restando la proprietà dei diversi asset. Peraltro si ritiene che solo una gestione unitaria degli impianti di produzione possa massimizzare l'efficienza degli impianti e rendere massimamente efficiente il SEU stesso. Infine la possibilità di svincolare la proprietà delle unità di produzione dalla loro gestione permette di poter ricorrere alla finanza di progetto senza che ci siano vincoli stringenti tra i finanziamenti alla base delle diverse unità di produzione o i diversi impianti.

- altri propongono che l'inclusione avvenga sulla base di criteri che tengano conto della coerenza dell'attività industriale o di servizi della nuova utenza con il processo produttivo industriale delle unità già connesse alla RIU;
 - altri ancora propongono che la RIU sia estesa a particelle catastali adiacenti a quelle già facenti parte della RIU, eventualmente nel solo caso in cui le nuove particelle catastali siano comprese all'interno della recinzione già esistente della RIU;
- b) l'obbligo di messa a disposizione delle infrastrutture delle reti private deve:
- essere circoscritto a casi ben definiti;
 - subordinato all'assenso del gestore della rete privata;
 - garantire gli investimenti già effettuati e gli assetti tecnico-commerciali esistenti;
 - prevedere opportune modalità per la remunerazione del servizio prestato.
- Al riguardo gli operatori evidenziano che una rete privata è gestita con il livello di qualità del servizio, anche in termini di continuità, che soddisfa il titolare-gestore medesimo e chi ne è già connesso (o che costoro sono costretti ad accettare in funzione degli impianti e della loro manutenzione) e che il predetto livello di qualità può essere molto diverso o addirittura incompatibile con il livello di qualità richiesto da un terzo e a cui deve tendere una Rete Pubblica o comunque atteso da chi richiede accesso al sistema elettrico pubblico. Inoltre appare particolarmente critico imporre al soggetto titolare-gestore investimenti che lo stesso non ritiene necessari (o non può effettuare) per adeguare il livello di qualità del servizio, investimenti che potrebbero arrivare fino al costo del totale rifacimento della rete e potrebbero richiedere tempistiche non in linea con le necessità delle nuove connessioni;
- c) i criteri proposti dall'Autorità per individuare le reti per cui vige l'obbligo di messa a disposizione delle infrastrutture appaiono generici e possono reintrodurre surrettiziamente, in alcuni casi, il principio dell'obbligo di connessione di terzi per le reti private. Il criterio riferito all'ubicazione in zone non servite da altre reti, è il più condivisibile, anche se sembra lasciare eccessiva discrezionalità a Terna e alle imprese distributrici e deve essere pertanto meglio circostanziato, eventualmente rinviando a successivi provvedimenti dell'AEEG;
- d) le imprese distributrici non hanno molti strumenti per poter individuare tutte le reti private esistenti sul territorio in cui esercitano l'attività di distribuzione e che a tal fine sarebbe più appropriato coinvolgere l'Agenzia delle Dogane (ex UTF) in questa attività di "detection" delle reti private o porre in capo ai titolari di predette reti l'obbligo di identificarsi e fornire all'impresa distributtrice concessionaria tutte le informazioni relative alla propria rete privata.

In relazione alle considerazioni fatte dagli operatori, si evidenzia che molte di esse appaiono superate dal nuovo quadro di riferimento proposto che cerca di dare piena attuazione all'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11 (tale articolo ricomprende le RIU nei Sistemi di Distribuzione Chiusi). Parimenti, anche il concetto di obbligo di messa a disposizione subisce una notevole innovazione che rende del tutto superati alcuni dei criteri proposti nel DCO 33/11, mentre lascia comunque immutata la necessità di prevedere tale obbligo in capo alle reti private che sorgono in zone non servite da altre reti. In relazione ad esse si ritengono pienamente condivisibili le osservazioni degli operatori finalizzate ad evidenziare la necessità di tutelare gli interessi privati, gli investimenti effettuati, nonché gli assetti tecnico-commerciali esistenti all'interno di una rete privata che mette a disposizione le proprie infrastrutture per l'erogazione del servizio pubblico da parte del gestore concessionario. Si ritiene però che tali tematiche debbano essere analizzate in modo più approfondito nell'ambito del successivo documento per la consultazione avente ad oggetto la regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso delle RIU e delle Altre Reti Private.