



UNIONE EUROPEA  
Fondo Sociale Europeo  
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale



## **Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR**

Progetti di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale nelle 12 Aree di Specializzazione individuate dal PNR 2015-2020

---

# Quadro regolatorio attuale e futuro relativo ai sistemi di accumulo distribuito

---

*Rapporto Tecnico di Ricerca Industriale D1.5*



<b>Avviso</b>	Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR
<b>Codice progetto</b>	ARS01_01259
<b>Nome del progetto</b>	Community Energy Storage Gestione Aggregata di Sistemi di Accumulo dell'Energia in Power Cloud
<b>Acronimo</b>	ComESto
<b>Documento</b>	D1.5
<b>Tipologia</b>	Rapporto Tecnico di Ricerca Industriale
<b>Data di Rilascio</b>	10/02/2022
<b>Obiettivo Realizzativo</b>	OR1
<b>Attività Realizzativa</b>	A1.5
<b>Soggetti Beneficiari Proponenti</b>	UNICAL, EVOLVERE, GREEN, ENEA, E-DIS
<b>Elaborato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)</b>	Maria Francesca Lucente – UNICAL Valeria Palladino, Maria Valenti – ENEA Alessandro Burgio – EVOLVERE Claudio Alberti – E-DISTRIBUZIONE Ilaria Gemelli, Giovanni Canino – GREENENERGY
<b>Verificato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)</b>	Nicola Sorrentino, Debora Cilio – UNICAL
<b>Approvato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)</b>	Membri del PEB

## INDICE

<b>1. INTRODUZIONE AL CONTESTO .....</b>	<b>9</b>
<b>2. IL CONTESTO DELLA POLITICA EUROPEA PER L'ENERGIA.....</b>	<b>9</b>
2.1. Il quadro generale della disciplina normativa europea nel settore dell'energia .....	10
2.2. Direttiva Europea n.28 del 2009 .....	13
2.3. Clean Energy Package .....	15
2.4. Le comunità energetiche come nuovo vettore della transizione .....	16
2.5. Le direttive Ue 2018/2001 e 2019/944 a confronto: il consumatore quale nuovo protagonista del processo di transizione energetica europea .....	17
2.6. Le REC – Renewable Energy Communities (brevi cenni) .....	19
2.7. Criticità rilevate .....	20
2.8. <i>Focus</i> : la transizione verso un sistema energetico efficiente ed un nuovo diritto dei consumatori in Europa ..	21
<b>3. IL PANORAMA STORICO/NORMATIVO ITALIANO IN MATERIA DI FONTI RINNOVABILI .....</b>	<b>24</b>
3.1. La Strategia Energetica Nazionale (SEN) .....	25
3.2. Il DM FER 2019/2021 .....	26
3.3. La comunità energetica in Italia con la giusta fusione delle due normative europee .....	27
3.4. Tempi e modi di recepimento in Italia della normativa sulle Energy Community: gli sviluppi recenti e gli scenari futuri .....	29
3.4.1. Le nuove misure per l'energia condivisa in Italia: il Decreto RED II ed il Decreto IEM .....	30
3.5. Il ruolo cruciale degli enti pubblici nelle comunità energetiche .....	34
3.6. La doverosa promozione delle comunità di energia rinnovabile italiane .....	36
<b>4. APPROFONDIMENTO: LA COOPERAZIONE ENERGETICA COME LA FORMA GIURIDICA DELL'AGGREGATORE .....</b>	<b>37</b>
<b>5. ANALISI DEL QUADRO REGOLATORIO DI PARTECIPAZIONE AGLI AGGREGATI AI MERCATI ..</b>	<b>39</b>
5.1. Quadro Regolatorio in Italia .....	39
5.2. Quadro regolatorio in Finlandia .....	44
5.3. Quadro regolatorio in Gran Bretagna .....	45
5.4. Quadro regolatorio in Francia .....	45
5.5. Quadro regolatorio in Germania .....	46
<b>6. ANALISI DEL "DCO 322/2019 ARERA" .....</b>	<b>46</b>
6.1. Il contesto generale Europeo .....	48
6.1.1. Regolamento CACM (UE 2015/1222) .....	48
6.1.2. Regolamento Balancing (UE 2017/2195) .....	48
6.1.3. La nuova Direttiva Elettrica (UE 2019/944) .....	49

6.2. Revisione di aspetti relativi alla partecipazione ai mercati e alla programmazione delle unità abilitate e non abilitate all'erogazione di servizi ancillari .....	49
6.2.1. Evoluzione dell'architettura del mercato elettrico italiano .....	50
6.2.2. Introduzione dei prezzi negativi sui mercati nazionali .....	53
6.3. Evoluzione della regolazione del dispacciamento elettrico.....	54
6.3.1. Razionalizzazione, individuazione delle unità non abilitate e abilitate e modalità di approvvigionamento dei servizi di dispacciamento.....	54
6.3.2. Revisione della disciplina degli sbilanciamenti .....	56
6.3.3. Ulteriori elementi per migliorare la funzionalità di MSD e l'efficienza, l'efficacia e la trasparenza nell'attività di dispacciamento .....	56
6.4. I servizi ancillari locali e l'evoluzione del ruolo del DSO .....	56
<b>7. ANALISI DEL QUADRO REGOLATORIO SULL'AUTOCONSUMO NEL CONTESTO ITALIANO .....</b>	<b>60</b>
7.1. Considerazioni preliminari.....	60
7.2. Lo Scambio sul Posto (SSP) .....	60
7.1.1. Riferimenti normativi .....	60
7.1.2. Chi può accedere allo scambio sul posto e chi lo eroga.....	61
7.1.3. Struttura della disciplina dello scambio sul posto e la sua integrazione nel mercato elettrico .....	62
7.1.4. Modalità di calcolo del contributo in conto scambio.....	63
7.1.5. Scambio sul posto per Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti e per il Ministero della Difesa .....	64
7.3. Sistemi di efficienza d'utenza (SEU).....	64
7.4. Direttiva Europea RED II (2018/2001) .....	66
7.5. Decreto MILLE PROROGHE 2020 ( Dlgs 162/19).....	68
7.6. Deliberazione ARERA 4 agosto 2020 n. 318.....	72
7.7. Normativa di settore definita in Italia in ambito regionale .....	75
7.8. Vantaggi derivanti dal contributo economico ottenuto dall'energia condivisa .....	77
<b>8. CONCLUSIONI.....</b>	<b>79</b>
<b>9. APPENDICI.....</b>	<b>80</b>
8.1. APPENDICE A - Paragrafo 2 (Breve excursus storico normativo).....	80
8.2. APPENDICE B - Capitolo 3.1. (Obiettivi della SEN 2017) .....	81
8.3. APPENDICE C - Capitolo 3.2 (Decreto FER 2019/2021).....	83
8.4. APPENDICE D - Capitolo 4 (Disamina dei modelli e forme giuridiche di Cooperativa) .....	85
8.4.1. APPENDICE E - (Proposta di Statuto e Regolamento CER) .....	87
8.5. APPENDICE F - Capitolo 5 (Servizi di regolazione alla rete in Finlandia) .....	103
8.5.1. Riserva primaria.....	103
8.5.2. Riserva secondaria.....	103
8.5.3. Riserva manuale .....	104
8.5.4. Riserva strategica .....	104

8.5.5.	Il mercato all'ingrosso .....	104
8.5.6.	Prequalificazione .....	104
8.5.7.	Pagamenti e penali .....	105
<b>8.6.</b>	<b>APPENDICE G - Capitolo 5 (Servizi di regolazione alla rete in Gran Bretagna) .....</b>	<b>105</b>
8.6.1.	Riserva primaria, Firm Frequency Response.....	105
8.6.2.	Enhanced Frequency Response .....	105
8.6.3.	Riserva secondaria, fast reserve .....	105
8.6.4.	Riserva terziaria .....	106
8.6.5.	Riserva strategica .....	106
8.6.6.	Meccanismo di capacità .....	106
8.6.7.	Programmi di Demand Response per le triadi inglesi .....	106
8.6.8.	Mercato all'ingrosso .....	107
8.6.9.	Prequalificazione .....	107
8.6.10.	Pagamenti .....	107
<b>8.7.</b>	<b>APPENDICE H - Capitolo 5 (Servizi di regolazione alla rete in Francia) .....</b>	<b>107</b>
8.7.1.	Riserva primaria.....	107
8.7.2.	Riserva secondaria.....	108
8.7.3.	Riserva terziaria .....	108
8.7.4.	Meccanismo di capacità .....	108
8.7.5.	Mercato all'ingrosso .....	108
8.7.6.	Prequalificazione .....	109
8.7.7.	Pagamenti e penalità .....	109
<b>8.8.</b>	<b>APPENDICE I - Capitolo 5 (Servizi di regolazione alla rete in Germania).....</b>	<b>109</b>
8.8.1.	Riserva primaria.....	109
8.8.2.	Riserva secondaria.....	109
8.8.3.	Riserva Terziaria .....	110
8.8.4.	Servizio per la riserva di capacità.....	110
8.8.5.	Carichi interrompibili.....	110
8.8.6.	Servizio di Re-dispacciamento .....	110
8.8.7.	Mercato all'ingrosso .....	110
8.8.8.	Processo di prequalificazione .....	110
8.8.9.	Pagamenti e penalità.....	110
<b>10.</b>	<b>RIFERIMENTI .....</b>	<b>111</b>

## Indice delle Figure

Figura 1: Schema principi.....	14
Figura 2: Il processo di programmazione fisica delle unità abilitate alla partecipazione MSD.....	52
Figura 3: Posizionamento di SSP nel panorama generale italiano.....	62
Figura 4: Meccanismo del contributo in conto scambio.....	63
Figura 5: Meccanismo del Sistema Efficiente di Utenza .....	65
Figura 6: finalità dello sviluppo sostenibile [6] .....	79

## Indice delle Tabelle

Tabella 1: Riepilogo delle differenze tra CER e CEC .....	33
Tabella 2: Provvedimenti normativi per la partecipazione al MSD .....	40
Tabella 3: Remunerazione UVAM secondo le specifiche delle contrattualizzazioni a termine .....	43
Tabella 4: Quadro regolatorio attuale .....	60
Tabella 5: Casistica dei SEU.....	65
Tabella 6: Requisiti per l’accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell’energia elettrica condivisa .....	73
Tabella 7: Benefici economici per Autoconsumatori e Comunità Energetiche .....	74

## Indice delle Schede

Scheda 1: Pacchetti Energia.....	10
Scheda 2: Direttiva Europea 2001/77/CE .....	11
Scheda 3: Pacchetto Clima Energia Obiettivo 20-20-20 .....	12
Scheda 4: Direttiva Comunitaria n.28 del 2009 .....	13
Scheda 5: Clean Energy Package.....	15
Scheda 6: Vantaggi delle CE per i cittadini europei .....	17
Scheda 7: Direttiva RED II .....	18
Scheda 8: Profili di tutela del consumatore.....	18
Scheda 9: Le quattro direttive del “New deal for consumers” .....	22
Scheda 10: Gli obiettivi fissati dal New Deal For consumers .....	22
Scheda 11: Le CER nel Decreto RED II (Decreto legislativo 199/2021 .....	30
Scheda 12: Ruolo dell’ente locale come titolare di impianti di produzione .....	35
Scheda 13: La doverosa promozione del ruolo degli enti locali nella Comunità Energetica .....	35
Scheda 14: Caratteristiche Associazioni Riconosciute e NON Riconosciute .....	38
Scheda 16: Breve excursus storico .....	80
Scheda 17: obiettivi della SEN 2017 .....	81
Scheda 18: le novità del decreto FER 2019/2021 .....	83
Scheda 19: Profili evolutivi delle cooperative energetiche .....	86

## Abbreviazioni ed acronimi

ABBREVIAZIONE/ACRONIMO	TESTO ESTESO
ARERA	Autorità Regolazione Energia Reti Ambiente
ARIM	Rimanenti oneri generali
ASOS	Oneri generali relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione
ASSPC	Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo
CEC	Citizen Energy Community
CER (o REC)	Comunità Energetica Rinovabile (o Renewable Energy Community)
CS	Contributo in Conto Scambio
ENTOSE	European Network of Transmission System Operators
E.DSO	European Distribution System Operators
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
GSE	Gestore dei Servizi Energetici S.p.a.
MGP	Mercato del Giorno Prima
MI	Mercato Infra-giornaliero
MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento
PMI	Piccole e Medie Imprese
POD	Point Of Delivery
PPA	Purchase Power Agreement
RED II	Renewable Energy Directive
SEU	Sistema Efficiente di Utenza
SSP	Scambio Sul Posto
SEN	Strategia Elettrica Nazionale
TISSPC	Testo Integrato dei Semplici Sistemi di Produzione e Consumo
TUA	Testo Unico sulle Accise
UC	Unità di Consumo
USSP	Utente dello Scambio Sul Posto
UE	Unione Europea
UVA	Unità Virtuale Abilitata
UVAP	Unità Virtuale Abilitate di Produzione
UVAC	Unità Virtuale Abilitate di Consumo
UVAM	Unità Virtuale Abilitate di Miste
UVAN	Unità Virtuale Abilitate Nodali

## EXECUTIVE SUMMARY

Obiettivo dell'attività in oggetto al presente Deliverable D1.5 è di armonizzare il quadro regolatorio relativo ai sistemi aggregati di produzione e consumo in grado di poter gestire la capacità regolante offerta dalle diverse soluzioni di accumulo distribuito prese in considerazione all'interno progetto ComESto. Definire la situazione attraverso il quale si è giunti al quadro regolatorio attuale e le dinamiche verso il quale si tenderà nel breve-medio termine ha richiesto un ingente studio della regolamentazione esistente che rappresenta un risultato di fondamentale importanza per sviluppare adeguatamente il progetto.

Lo studio condotto ha sintetizzato nella prima parte il quadro generale europeo che ha portato alla direttiva UE 2018/2001, conosciuta anche come RED II, unitamente ad altre direttive europee e altri strumenti normativi contemplati all'interno pacchetto clima energia. Si è ritenuto opportuno, come primo approccio, studiare e approfondirne gli aspetti in ambito europeo, al fine di coglierne i tratti salienti, nonché scendere ad un livello di dettaglio molto più alto nell'ambito del contesto regolatorio nazionale.

Si è mostrato come la politica energetica europea condivisa da tutti gli Stati membri ha avviato un percorso di lunga durata per raggiungere gli obiettivi generali sul clima con scaglioni di valutazione intermedi al 2030 e 2050 per ridefinire il modello di generazione e consumo. A partire dal 2016 con il *"New Deal for Energy Consumers"* si è segnato un nuovo 'anno 0' per il sistema elettrico europeo e nazionale, per essere riorganizzato in maniera più efficace e soprattutto efficiente. Al centro del nuovo modello di sistema elettrico sono presenti due elementi di particolare importanza, la partecipazione dei cittadini al mercato dell'energia elettrica ed un accesso all'energia diffuso, in maniera solidale tra le categorie di utenti più deboli, in un sistema sempre che è sempre più decentralizzato e che parte dal basso secondo un approccio 'bottom-up' nel quale le risorse distribuite sono di supporto agli operatori di rete nella gestione del sistema elettrico di distribuzione. È nello sviluppo del sistema elettrico decentralizzato che la Comunità Energetica diventa un modello per coinvolgere i consumatori di ogni tipologia nella realizzazione, di uno nuovo modello di sviluppo sostenibile.

Lo sviluppo sostenibile certamente costituisce il nuovo principio, ora anche giuridico, che è idoneo a bilanciare sviluppo e protezione della natura, modificando l'attuale politica energetica dell'Unione europea e dei suoi Stati membri perseguendo il percorso di sviluppo grazie al modello che parte dal basso che vede la partecipazione attiva dei cittadini. Si è evidenziato come, tra le tante, una figura che è stata valutata idonea per il raggiungimento di tale obiettivo, già in parte oggetto di sperimentazione e collaudo in ambito europeo è quella della Cooperativa Energetica considerando anche in linea figure come quella dell'Associazione. Con riferimento alla forma giuridica si è ritenuto opportuno, studiarne ed approfondirne le caratteristiche definendo delle ipotesi di Statuto e struttura del Regolamento interno.

Nell'ottica specifica del progetto ComESto composta da un'aggregazione attiva di utenti che intende partecipare ai Mercati Elettrici e dei Servizi il risultato dell'attività ha portato a delle possibili forme giuridiche con relativo Statuto e proposta di Regolamento interno alla comunità quali atti necessari alla costituzione del soggetto che opera anche nei mercati dei servizi. Con riferimento alle forme di aggregazione si sono comparati diversi quadri regolatori in Europa per soffermarsi sui possibili modelli di autoconsumo che si integrano con la fornitura dei servizi alla rete da parte delle risorse distribuite. È stato definito anche il quadro regolatorio dell'erogazione dei servizi offerti ai TSO in maniera aggregata e che in futuro saranno offerti anche ai DSO come previsto in ComESto.

## 1. INTRODUZIONE AL CONTESTO

L'Unione Europea (UE) deve affrontare delle problematiche energetiche reali sia sotto il profilo della sostenibilità e delle emissioni dei gas serra sia dal punto di vista della sicurezza dell'approvvigionamento e della dipendenza dalle importazioni, senza dimenticare la competitività e la realizzazione effettiva del mercato interno dell'energia. La definizione di una politica energetica europea, e di conseguenza nazionale, è dunque la risposta più efficace a queste problematiche, che devono essere condivise da tutti gli Stati membri.

L'UE intende essere l'artefice di una nuova rivoluzione industriale e creare un'economia ad elevata efficienza energetica e a basse emissioni di CO<sub>2</sub>. A tal fine, si è fissata vari obiettivi energetici ambiziosi. A livello comunitario è stato istituito un mercato interno dell'energia elettrica nell'intento di offrire una vera scelta ai consumatori, a prezzi equi e competitivi. Tuttavia, come viene messo in evidenza dalla comunicazione sulle prospettive del mercato interno dell'energia elettrica e dall'analisi sullo stato della concorrenza nei settori del gas e dell'elettricità, vi sono ancora diversi ostacoli che impediscono all'economia e ai consumatori europei di beneficiare di tutti i vantaggi legati alla liberalizzazione dei mercati del gas e dell'elettricità.

Garantire l'esistenza effettiva del mercato interno dell'energia rimane dunque ancora un obiettivo imperativo. Infatti, il mercato interno dell'energia elettrica dipende sostanzialmente dalla realtà degli scambi transfrontalieri dell'energia, che spesso risultano difficoltosi per la disparità tra le norme nazionali e le capacità tecnica delle reti. Occorre dunque una regolamentazione efficace a livello comunitario.

In particolare, si tratterà di armonizzare le funzioni e il grado di indipendenza dei regolatori nel campo dell'energia elettrica, di incrementarne la cooperazione tra i gestori di rete, di imporre loro di tener conto dell'obiettivo comunitario finalizzato a realizzare il mercato interno dell'energia e di definire a livello comunitario gli aspetti normativi e tecnici nonché le norme di sicurezza comuni che si rivelano necessari per gli scambi transfrontalieri. Affinché la rete europea dell'energia diventi realtà, il piano di interconnessione prioritario insiste sull'importanza di un sostegno politico e finanziario per la realizzazione delle infrastrutture ritenute essenziali e sulla designazione di coordinatori europei incaricati di seguire i progetti prioritari maggiormente problematici.

È, infatti, prioritario limitare la dipendenza dell'UE nei confronti delle importazioni e ridurre il problema delle interruzioni di approvvigionamento, delle eventuali crisi energetiche o l'incertezza che grava sui futuri approvvigionamenti che determinano oscillazioni dei prezzi sempre più elevate con conseguenti gravi effetti sulle categorie più deboli.

La nuova politica energetica insiste, infatti, sull'importanza di meccanismi che garantiscano la solidarietà tra Stati membri e sulla diversificazione delle fonti di approvvigionamento e delle vie di trasporto. Sarà necessario potenziare i meccanismi che regolano le scorte strategiche di petrolio e aumentare le possibilità di rafforzare la sicurezza delle forniture di gas. Occorre anche garantire una maggiore sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità data da un'adeguata capacità rinnovabile, che rappresenta un altro elemento essenziale.

## 2. IL CONTESTO DELLA POLITICA EUROPEA PER L'ENERGIA

Al fine di comprendere a pieno la direzione verso cui l'UE intende orientare le scelte future in materia di mercato interno dell'energia, si ritiene utile una dettagliata ricognizione dei principali obiettivi che quest'ultima ha imposto ai paesi membri.

## 2.1. Il quadro generale della disciplina normativa europea nel settore dell'energia

Il percorso europeo in ambito energia è un tortuoso cammino che tutt'oggi non ha ancora portato all'effettiva e piena realizzazione di un libero mercato energetico europeo in grado di superare gli ostacoli derivanti dall'esistenza di storici confini nazionali, intesi tanto sotto il profilo geografico quanto, soprattutto, sotto l'aspetto giuridico-economico. In

**APPENDICE A**, si potrà osservare in modo approfondito un breve *excursus* storico-normativo che ha portato gli Stati Europei ad acquisire la piena consapevolezza del ruolo cruciale nel settore energetico delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER).

Come si vedrà nel prosieguo, la politica comunitaria in materia energetica si basa sul presupposto della necessità della liberalizzazione e dell'internazionalizzazione dei servizi di pubblica utilità affinché gli operatori nazionali, inseriti in un regime concorrenziale, possano raggiungere e garantire standard di efficienza tecnica, organizzativa e commerciale del servizio pubblico. Sotto un altro punto di vista, il processo comunitario di liberalizzazione del settore energetico assume un ruolo fondamentale con riferimento alle esigenze di tutela del consumatore.

Lo stesso, da soggetto passivo di tutela è divenuto, nel quadro giuridico comunitario, soggetto attivo di diritti e, come tale, assume un ruolo dinamico nei rapporti economici instaurati nell'ambito del mercato dell'energia.

Di conseguenza, la politica comunitaria si è rivolta a fornire adeguati strumenti idonei ad evitare l'abuso monopolistico e le intese collusive tra i gestori delle reti, al fine di evitare che l'influenza positiva di una maggiore concorrenza nel settore energetico possa ridursi in maniera rilevante mediante un uso restrittivo del potere di mercato delle imprese in posizione dominante. Affinché i vantaggi arrecati dalla libertà di concorrenza siano trasferiti agli utenti, infatti, è necessario che l'accesso alla rete sia libero in seguito ad una corretta regolazione, e che il passaggio dal regime monopolistico alla liberalizzazione del mercato avvenga gradualmente ma, al tempo stesso, abbastanza velocemente da indurre i nuovi operatori ad entrare nel mercato e ad investire, in un clima di certezza e di regole trasparenti [1].

L'approfondimento della disciplina comunitaria in materia di liberalizzazione del mercato energetico richiederebbe uno studio appositamente dedicato [2]. La Comunità ha prodotto, dagli anni '90 ai giorni nostri, tre gruppi fondamentali di misure per il rafforzamento del mercato interno dell'energia e del gas, i cosiddetti «pacchetti».

### Scheda 1: Pacchetti Energia

Primo pacchetto 1996-1998	Secondo pacchetto 2003 - 2005	Terzo pacchetto 2009
Con il primo, risalente al biennio 1996-1998, sono state approvate le direttive alla base dell'instaurazione del mercato interno, mediante i principi fondamentali della libertà di scelta degli operatori da parte dei consumatori, della tutela di questi ultimi, della separazione delle reti e della libertà di accesso alle stesse.	Il secondo «pacchetto» (2003-2005) comprende nuove direttive e regolamenti, deputati a rafforzare la separazione delle reti, ad estendere la libertà di scelta degli operatori ai piccoli consumatori e a rendere obbligatoria l'istituzione di un regolatore indipendente del settore energetico in tutti gli stati membri.	Il terzo gruppo di norme, adottato nel 2009, oltre a potenziare i poteri dei regolatori nazionali e ad istituire l'Agenzia europea per la cooperazione tra i regolatori, al fine di armonizzare la regolazione a livello transfrontaliero, rafforza ulteriormente la separazione tra i gestori delle reti e gli operatori nel settore del commercio dell'energia, con l'obiettivo di favorire il completamento dell'integrazione del mercato.

I servizi energetici, componente essenziale ed insostituibile dei costi nell'ambito di diversi comparti produttivi, nel mercato internazionale contemporaneo influenzano fortemente la competizione dei settori utilizzatori, divenendo essi stessi un settore nel cui ambito le imprese europee hanno un ruolo competitivo essenziale. La competitività è, infatti, uno dei fattori maggiormente rilevanti della politica energetica comunitaria più recente, requisito essenziale di crescita dell'economia e dell'occupazione europea nell'attuale momento di crisi a livello internazionale [3]. La politica energetica comunitaria sta assumendo un'importanza crescente anche in funzione della ricerca di possibili soluzioni ai problemi ambientali da parte degli Stati membri (in particolare, nell'ambito della lotta al cambiamento climatico e della promozione di un uso razionale delle risorse). La politica ambientale incide, infatti, in vario modo sulla materia energetica, riconducendo l'azione comunitaria nel settore in questione verso il perseguimento dello sviluppo sostenibile. In base a tale principio lo sfruttamento delle risorse naturali deve avvenire compatibilmente con la tutela dell'ambiente e non deve condurre all'esaurimento delle stesse, in modo da consentirne il pieno godimento alle generazioni future. L'azione delle istituzioni comunitarie è, quindi, rivolta in larga parte ad incentivare la produzione e l'impiego di energia «pulita», ovvero comportante il minor livello possibile di emissioni nocive.

Gran parte della politica energetica comunitaria mirata alla produzione di energia pulita è confluita nelle misure di incentivazione dell'energia rinnovabile. L'impiego delle fonti di energia rinnovabile al posto di quelle tradizionali ha, tra gli effetti principali, proprio la riduzione delle emissioni nocive generate dalla produzione e dal consumo di energia da fonti tradizionali, nonché la forte limitazione della dipendenza dell'Unione europea dalle importazioni di combustibili fossili. Il perseguimento di una maggiore tutela ambientale e sicurezza degli approvvigionamenti energetici costituisce il principale fattore propulsivo che ha indotto le istituzioni comunitarie ad attuare una politica energetica finalizzata ad una maggiore produzione di energia rinnovabile. Tale politica dovrebbe condurre ad una progressiva diminuzione dell'impiego delle fonti energetiche tradizionali, altamente inquinante, nonché ad una netta riduzione delle importazioni di tali fonti di energia, grazie all'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili.

#### Scheda 2: Direttiva Europea 2001/77/CE

##### Direttiva Europea 2001/77/CE del 27 settembre 2001

Su questa linea si pone la Direttiva 2001/77/CE del 27 settembre 2001, relativa alla promozione dell'elettricità prodotta da fonti di energia rinnovabili sul mercato interno dell'elettricità, la quale ha stabilito che per il 2010 una quota del 21% del consumo globale di energia dell'Unione dovesse essere prodotta da fonti rinnovabili. La direttiva ha costituito il primo quadro normativo comunitario di riferimento per la promozione dell'impiego delle fonti rinnovabili nella produzione di energia, dettando anche disposizioni specifiche relative alla valutazione delle fonti di produzione dell'elettricità, alle procedure amministrative, nonché all'allacciamento alla rete.

L'atto descritto in *Scheda 3* è stato abrogato dalla **Direttiva n.28/09** (sulla quale si veda il paragrafo successivo); nonostante ciò, ha rappresentato uno degli strumenti più importanti di adempimento degli obblighi assunti dall'UE in attuazione del Protocollo di Kyoto del 1997 sulla riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra. Ciò posto, emerge allora la progressiva consapevolezza che l'UE andava acquisendo un ruolo sempre più da leader all'interno del contesto mondiale sulla lotta ai cambiamenti climatici, al punto da tradurre in forma concreta illegalmente stringente tali obiettivi mediante la formulazione di politiche pubbliche vincolanti su scala

europea e all'interno di ciascun Stato membro. A tal fine, nel Consiglio di marzo 2007, l'Unione Europea adottava un documento programmatico denominato "obiettivo 20 20 20 entro il 2020"; il proposito era quello di diminuire le emissioni di gas serra del 20 %, di aumentare l'efficacia energetica del 20% ed infine di portare la quota delle energie rinnovabili sul consumo di energia al 20%, il tutto entro il 2020.

### Scheda 3: Pacchetto Clima Energia Obiettivo 20-20-20

#### PACCHETTO "CLIMA ENERGIA OBIETTIVO 20 20 20"

La formalizzazione di questa lungimirante prospettiva si è tradotta nel cosiddetto "pacchetto clima energia obiettivo 20 20 20", contenente un insieme di atti normativi, quali direttive, regolamenti e decisioni che prolungano il sistema del mercato dei permessi negoziabili per il periodo posteriore a Kyoto, fissando al contempo gli obiettivi nazionali di diminuzione delle emissioni e le modalità iniziali di attribuzione delle quote.

Infatti, ad aprile del 2009 è stato approvato il pacchetto Clima ed Energia, composto da diversi atti normativi. Tra questi, spiccano tre direttive. La prima (2009/28/CE) prescrive obiettivi nazionali vincolanti riguardanti l'incremento della percentuale di fonti rinnovabili nell'ambito del mix energetico; la seconda (2009/29/CE) modifica il sistema UE di scambio delle quote di emissione (sistema ETS comunitario), che riguarda il 40% circa delle emissioni di gas serra dell'Unione; la terza (2009/31/CE) delinea un quadro giuridico mirato ad assicurare un impiego sicuro e compatibile con l'ambiente delle tecnologie di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS). Per quanto riguarda gli altri atti contenuti nel pacchetto, la decisione sulla «condivisione degli oneri» stabilisce obiettivi nazionali vincolanti per le emissioni dei settori non rientranti nel sistema ETS comunitario. Inoltre, il regolamento n. 443/2009 impone di abbattere gradualmente le emissioni di CO<sub>2</sub> delle automobili nuove (tra il 2012 e il 2015 a 120g/km e nel 2020 a 95 g/km). Infine, la direttiva sulla qualità del combustibile (2009/30/CE) impone ai fornitori di combustibili la riduzione del 6% delle emissioni di gas serra della filiera di produzione dei combustibili entro il 2020. Con l'adozione di questo corpus normativo l'Europa è stata la prima regione al mondo che si è dettata obiettivi giuridicamente vincolanti di così ampia portata in materia di energia pulita e di lotta al cambiamento climatico, compiendo un importante passo in avanti verso l'incremento dell'efficienza e della sicurezza energetica.

Nonostante le misure intraprese dalle istituzioni comunitarie nel tentativo di abbattere gli ostacoli sussistenti nei confronti di un largo impiego delle fonti rinnovabili nel settore energetico, diversi fattori discriminatori delle fonti in questione rispetto ai combustibili tradizionali continuano a frapporsi (tra questi rilevano, in particolare, la mancata valutazione delle *esternalità* nei costi dei combustibili fossili, nonché l'elevato costo degli investimenti nelle risorse alternative). La diffusione dell'energia rinnovabile è stata, inoltre, rallentata dalle farraginose procedure amministrative di autorizzazione degli impianti di produzione, spesso anche discriminatorie, nonché dalla mancata trasparenza delle regole per l'accesso alla rete. Fino all'emanazione dell'ultima direttiva in materia mancava un quadro giuridico comunitario idoneo a consentire progressi generalizzati sul fronte di un maggiore impiego di energia rinnovabile, in assenza di obiettivi vincolanti per gli Stati. Soltanto nei paesi in cui la piena comprensione dei vantaggi economici, ambientali e sociali che comporta tale forma di energia ha determinato, nella politica e nella collettività, una reale volontà di sostenerla. Il raggiungimento degli obiettivi previsti dal già menzionato quadro comunitario richiede, dunque, sforzi ulteriori. In particolare, in relazione al riscaldamento/raffreddamento degli edifici, fino al 2009 l'Unione europea non aveva ancora varato alcun documento mirato ad incrementare l'impiego delle fonti rinnovabili in tali specifici settori, sebbene quasi la metà del consumo finale di energia sia sempre stato utilizzato negli stessi. Il vuoto normativo in questione, colmato dalla direttiva 28/09, si è da sempre riflesso sul piano dei consumi nell'Unione europea: solo meno del 10%

dell'energia impiegata nel riscaldamento e raffreddamento degli edifici proviene da fonti rinnovabili, sulle quali prevale la biomassa, utilizzata prevalentemente per il riscaldamento.

## 2.2. Direttiva Europea n.28 del 2009

La Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili del 23 aprile 2009 è scaturita da un lungo negoziato culminato nel Consiglio dell'Unione europea del dicembre 2008, determinando un cambiamento radicale delle modalità di promozione dell'energia rinnovabile in sede comunitaria, da perseguire mediante un'intensa attività delle istituzioni europee. Dopo la direttiva citata, il primo documento significativo che si muove sulla stessa linea è la Comunicazione della Commissione europea n. 639/10. Per il conseguimento del duplice obiettivo della sicurezza dell'approvvigionamento energetico e della riduzione delle emissioni nocive il rafforzamento del quadro normativo vigente nell'Unione europea rappresenta un impulso rilevante per l'adozione di misure nazionali volte all'incremento della produzione e dell'impiego di energia rinnovabile. Tale direttiva disciplina tutta la materia regolata dalle vigenti direttive sull'elettricità e sui biocarburanti, oltre al settore del riscaldamento e del raffreddamento, semplificando e garantendo maggiore certezza giuridica alla legislazione del settore.

### Scheda 4: Direttiva Comunitaria n.28 del 2009

#### Focus di approfondimento sulla Direttiva Comunitaria n. 28 del 2009

La principale novità della direttiva nel panorama normativo comunitario in materia di energia rinnovabile è costituita dal carattere «prescrittivo» delle disposizioni, a differenza di quanto stabilito dalla precedente direttiva del 2001, atto formalmente vincolante contenente linee guida ed indirizzi a carattere generale ma, in realtà, privo di disposizioni idonee a generare obblighi puntuali a carico degli stati membri.

Con l'entrata in vigore della direttiva n. 28/09 la politica comunitaria sull'energia rinnovabile espressa nella normativa di settore, prima a carattere meramente *programmatico*, diventa immediatamente *precettiva*, incidendo direttamente in modo vincolante sulla sfera di azione degli stati membri. Questo *revirement* è molto significativo, ed esprime pienamente la volontà delle istituzioni comunitarie di attrarre in gran parte la disciplina della materia a livello europeo.

In effetti, poiché le decisioni di uno Stato membro in materia energetica hanno delle inevitabili ripercussioni sugli altri Stati, è opportuno elaborare la politica energetica a livello comunitario. La scelta del mix energetico ottimale, comprendente un consistente aumento dell'impiego delle fonti rinnovabili, va fatta in sede di Unione europea, in quanto solo a livello europeo è possibile realizzare ingenti guadagni in termini di efficienza energetica. L'inclusione della politica energetica nel trattato sul funzionamento dell'Unione apre nuove prospettive. L'interdipendenza energetica degli stati membri impone un'azione europea più ambiziosa. Il passaggio dell'energia nell'ambito dei settori nei quali la disciplina europea ha un ruolo strategico ed essenziale rappresenta un altro, importante tassello dell'imponente complesso di materie la cui disciplina è transitata dalla *domestic jurisdiction* degli stati alla competenza concorrente dell'Unione europea, insieme all'immigrazione e a tanti altri settori cruciali la cui regolazione, nella comunità internazionale «globalizzata», non può più restare nell'ambito del diritto interno.

La suddetta «europeizzazione» della disciplina energetica ha importanti risvolti sulla regolamentazione amministrativa dell'energia nei singoli stati membri. A livello istituzionale, con particolare riferimento all'attività della Commissione europea, si avverte sempre di più l'intento di «comunitarizzare» la regolazione amministrativa statale, ovvero di dare dei chiari e decisi orientamenti unitari al fine di armonizzare la disciplina anche a livello di diritto interno [4].

Mentre gli obiettivi imposti dalla direttiva n. 28/09 a livello generale e nazionale sono vincolanti, la normativa è molto elastica in relazione alla possibilità di scegliere liberamente le tecnologie di produzione dell'energia rinnovabile, nonché i diversi meccanismi strumentali al raggiungimento dei rispettivi traguardi. La direttiva lascia agli Stati libertà di scelta anche in ordine al contributo di ciascun settore interessato (elettricità, trasporti, riscaldamento e raffreddamento) al raggiungimento degli

obiettivi nazionali. Unica eccezione è rappresentata dalla quota obbligatoria del 10% di energia rinnovabile da conseguire entro il 2020 nel settore dei trasporti, giustificata da varie motivazioni. La direttiva contiene, altresì, alcuni criteri di sostenibilità ambientale dei biocombustibili, relativi al livello di riduzione delle emissioni dagli stessi generato, nonché un sistema di verifica del rispetto di tali criteri, finalizzato al raggiungimento di un livello minimo di riduzione delle emissioni nocive nell'Unione. Per quanto riguarda la base giuridica, la direttiva si fonda sugli artt. 11 (ex art. 6 TCE), 191 e 192 (ex artt. 174 e 175 TCE) del trattato sul Funzionamento dell'Unione — che regolano la salvaguardia ambientale, la tutela della salute umana e l'uso razionale delle risorse naturali, nel quadro della realizzazione del principio internazionale dello sviluppo sostenibile — nonché sul nuovo art. 194 in materia di energia, introdotto dal Trattato di Lisbona. La normativa si inserisce, altresì, nell'ambito dell'art. 114 (ex art. 95 TCE), finalizzato all'armonizzazione della disciplina comunitaria nel quadro del mercato interno. La direttiva vieta agli Stati membri di adottare misure idonee ad ostacolare gli scambi di biocarburanti e di materie prime tra paesi membri, al fine di realizzare un'armonizzazione completa dei criteri di sostenibilità dei biocarburanti.

La normativa in esame si pone, altresì, in attuazione di due principi salienti: il **principio di sussidiarietà** ed il **principio di proporzionalità**.



Figura 1: Schema principi  
(Fonte: elaborazione propria)

### 2.3. Clean Energy Package

Circa 10 anni dopo l'accordo "20 20 20 entro il 2020", l'Unione Europea dimostra di essere ancora in prima linea nella lotta ai cambiamenti climatici soprattutto sul fronte degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, nonché nell'oramai consolidato proposito di dare maggiore solidità e concretezza alla propria leadership nella guida verso il processo di transizione energetica globale.

### FOCUS sul PACCHETTO “Clean Energy Package”

Sulla spinta dell'accordo di Parigi del 2015 sui cambiamenti climatici, il 30 novembre 2016 la Commissione Europea, ha infatti presentato il pacchetto energia pulita per tutti gli europei che comprende diverse misure legislative in 5 fondamentali settori della politica energetica europea ovvero: sicurezza nell'approvvigionamento energetico, mercato interno dell'energia, efficienza energetica, decarbonizzazione dell'economia, ricerca, innovazione e competitività.

L'obiettivo perseguito attraverso questo pacchetto è alquanto ambizioso poiché propone di instaurare un complessivo nuovo assetto europeo che consenta di mantenere i medesimi livelli di competitività e produzione in tutta Europa a fronte dei cambiamenti imposti ai mercati dalla transizione verso l'energia pulita. In altre parole, l'unione dell'energia dovrà realizzare un nuovo sistema energetico integrato a livello continentale che consente ai flussi energetici di transitare liberamente tra gli Stati membri, che si fondi sulla concorrenza e sull'uso ottimale delle risorse e, soprattutto si concretizzi in un'economia sostenibile a bassa emissione di CO2 concepita per durare nel tempo. In questo quadro, l'impresa europea conoscerà una trasformazione radicale in grado di rendere qualsiasi settore economico molto più solido e stabile oltre che innovativo e competitivo. Il tutto potrà essere realizzato a condizione che l'economia, d'ora in avanti improntata su modelli volti alla migliore efficienza energetica, abbandonerà una volta per tutte gli investimenti e gli approvvigionamenti dai combustibili fossili con il contestuale addio delle tecnologie obsolete e dei modelli economici ormai superati; in questa storica fase di transizione gli agglomerati urbani e i singoli cittadini dovranno avere un ruolo di primo piano, traendo vantaggio dalle nuove tecnologie per abbattere costi e partecipando attivamente ad un mercato che tuteli consumatori vulnerabili. L'importanza della sintesi normativa racchiusa all'interno del “Clean Energy Package”, per i profili che qui interessano, riguarda l'attenzione che l'Unione Europea ha riservato alle nuove configurazioni in grado di dar vita a una vera e propria generazione distribuita dell'energia. La limitata partecipazione dei piccoli consumatori, il mercato dell'energia soprattutto dal lato dell'offerta, viene adesso espressamente considerato un grave deficit per la edificazione di un mercato libero europeo, atteso che in futuro, l'energia elettrica variabile da rinnovabili svolgerà un ruolo sempre maggiore nel mix energetico ed i consumatori dovranno essere messi nella condizione di partecipare ai mercati se lo desiderano. Ciò in quanto gestire la variabilità nelle regioni di piccole dimensioni può essere molto costoso, l'aggregazione della produzione variabile su aree più vaste potrebbe aiutare i consumatori a risparmiare ingenti somme di denaro. In altri termini, il legislatore europeo considera le configurazioni residenziali di produzione stoccaggio dell'energia elettrica come nuovo strumento chiave per raggiungere quanto prima l'obiettivo della completa transizione energetica, innalzando quindi le quote di energia elettrica proveniente da FER, riducendo contestualmente quelle di importazione da paesi non europei, senza la necessità di operare grandi investimenti di massa sul settore industriale della produzione di energia.

Fonte: elaborazione propria

Il raggiungimento dell'obiettivo prefissato arrecherebbe, inoltre, forti vantaggi economici all'Unione europea in termini di maggiore disponibilità e sicurezza energetica offrendo, così, un valido contributo nella riduzione dell'importazione dei combustibili tradizionali, attualmente costosissimi. Lo sviluppo delle tecnologie legate alla produzione dell'energia da fonti rinnovabili genererà analoghi benefici sulla situazione economica e sul mercato del lavoro nell'Unione europea, facendo crescere gli scambi commerciali e le esportazioni, nonché l'occupazione ed il PIL. Le predette considerazioni hanno indotto le istituzioni comunitarie ad imporre obiettivi generali a livello europeo, nonché l'adozione di piani d'azione adeguati ed il raggiungimento di traguardi obbligatori ai singoli stati membri. L'eliminazione degli ostacoli all'impiego delle fonti di energia rinnovabili e l'adozione di misure di sostegno e di maggiore integrazione dell'energia prodotta da tali fonti nella rete di trasporto e di distribuzione dell'elettricità sono indispensabili per ottenere un incremento adeguato della produzione di energia rinnovabile nell'Unione europea.

Altri passi essenziali sono costituiti dall'adeguamento degli impianti e dei meccanismi di interconnessione, dall'alleggerimento degli oneri amministrativi per l'autorizzazione degli impianti di produzione dell'energia,

anche a livello locale, nonché da una maggiore trasparenza e diffusione delle informazioni. La cooperazione tra imprese operanti nel campo dell'energia rinnovabile, autorità europee di regolazione e autorità responsabili delle reti avrà un ruolo cruciale per la diffusione delle tecnologie in questione, analogamente alla previsione di forti incentivi, previsti nel «pacchetto clima ed energia» soprattutto nei confronti dei biocarburanti. Infine, l'impiego più efficace degli strumenti finanziari, compresi quelli a sostegno delle tecnologie e della ricerca, rappresenta un ulteriore strumento di promozione dell'energia rinnovabile nella recente politica comunitaria.

#### 2.4. Le comunità energetiche come nuovo vettore della transizione

Tra le varie esigenze da compenetrare, ovvero quella di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili, accelerando la transizione verso le FER e, quella di massimizzare l'efficienza energetica adottando un sistema verso una produzione decentrata, il quesito che sorge è: **con quali strumenti raggiungere tutto ciò?**

L'obiettivo finale dovrebbe essere la trasformazione dell'attuale rete di distribuzione tradizionale a "stella", con una "Smart-Grid", ossia accoppiare la rete elettrica (e termica) con una rete di scambio di informazione che le permetta di essere gestita in modo "intelligente" ed efficiente e di minimizzare le perdite ed i costi e, in tal mondo, diminuire (possibilmente azzerare attraverso l'utilizzazione delle FER, l'impatto ambientale dell'intero comparto energetico. In pratica, si immagina una generazione "sparsa" di energia (fotovoltaico, micro-eolico, micro-idroelettrico, ecc.), coinvolgendo i singoli utenti sia come produttori sia come fruitori, rendendoli essi stessi protagonisti della produzione energetica, attraverso vari centri di produzione sul territorio, a potenza limitata (quindi non "centrali"), possibilmente rinnovabili, con la capacità di regolare produzioni e consumi in modo "intelligente", stoccare energia in eccesso e reimpiegarla quando necessario [5]. Si tratta di un obiettivo ambizioso e molto lontano da raggiungere nel tempo. Quale potrebbe essere una strategia tecnica e politica per facilitare tale transizione?

La risposta a questa domanda potrebbe essere rappresentata dalle cosiddette **"Comunità Energetiche" (CE)**.

Le comunità energetiche – dove i cittadini possiedono e partecipano all'energia rinnovabile oppure a progetti di efficienza energetica - sono un elemento significativo della transizione energetica verso un'Europa a basso carbonio.

Per il 2050 quasi la metà di tutte le abitazioni europee potrebbero essere coinvolte nella produzione di energia rinnovabile, e circa il 37% di questa potrebbe arrivare tramite la partecipazione collettiva all'interno di una comunità energetica. Il mercato energetico europeo non sta solo vivendo **una transizione fondamentale da un sistema basato sulla energia fossile e nucleare verso uno basato interamente sull'energia rinnovabile, efficiente e sostenibile, ma si sta anche trasformando da mercato centralizzato dominato da grandi impianti ad uno distribuito, con milioni di cittadini attivi sul fronte dell'energia.**

Scheda 6: Vantaggi delle CE per i cittadini europei

I vantaggi delle "Comunità energetiche" per i cittadini europei

Porre i cittadini al cuore della transizione energetica sarà essenziale per il successo delle Comunità energetiche; questa richiede considerevoli investimenti che sono pagati dai cittadini in quanto consumatori o contribuenti. Per assicurare imparzialità i cittadini dovrebbero godere di uguali opportunità nell'uso della rete ed avere il controllo su come la loro energia viene prodotta, distribuita e fornita. Le comunità energetiche possono aggregare i loro componenti per fornire flessibilità ed altri servizi che aiuteranno gli operatori del sistema ad integrare più rinnovabili, con sicurezza ed efficienza. Ancora più importante, le comunità energetiche danno ai cittadini qualcosa che viene spesso trascurato nel settore dell'energia: la proprietà, il controllo ed una voce in capitolo sulla questione.

Le comunità energetiche si distinguono in base alle due maniere con cui esse operano *governance* e scopo:

- per prima cosa le comunità energetiche consentono una partecipazione aperta e d una *governance* democratica dell'iniziativa; sono aperte a tutte le persone capaci di usare i loro servizi e desiderose di accettare le responsabilità di far parte della comunità, senza distinzione di sesso, posizione sociale, opinione politica o credo religioso.
- secondariamente, invece di mirare ai profitti, essi puntano ai benefici, per esempio tramite la fornitura di servizi, ai loro membri ed alla comunità locale. Sfruttano i progetti sull'energia rinnovabile non solo per dare un modesto ritorno dell'investimento ai loro membri, ma per finanziare programmi sociali, investire in efficienza energetica, creare impiego locale, dedicarsi alle varie necessità di sviluppo della comunità e combattere la povertà energetica. In questa maniera le comunità energetiche assicurano che il valore economico generato dalla transizione energetica sia trattenuto a livello locale. Per il 2050, quasi la metà delle abitazioni europee potrebbe essere coinvolta nella produzione di energia rinnovabile.

Già al giorno d'oggi, in molti paesi europei le comunità energetiche hanno trasformato il mercato dell'energia, contribuendo a rivitalizzare l'economia locale e a creare posti di lavoro. Le comunità energetiche rappresentano una quota significativa degli investimenti nelle rinnovabili e ne promuovono lo sviluppo locale ed il supporto pubblico. Con il giusto quadro legale europeo, le comunità energetiche potrebbero fiorire e fornire un'importante quota europea di energia rinnovabile e quindi contribuire in maniera significativa alla de-carbonizzazione dell'Europa.

Fonte: elaborazione propria

## 2.5. Le direttive Ue 2018/2001 e 2019/944 a confronto: il consumatore quale nuovo protagonista del processo di transizione energetica europea

La direttiva Ue 2018/2001, cosiddetta RED II, unitamente agli altri rilevanti strumenti normativi contemplati all'interno del c.d. "Clean Energy Package" segna un importante cambio di rotta verso il raggiungimento di tali obiettivi, dal momento che le disposizioni in essa previste sanciscono precisi e puntuali obblighi che gli Stati membri dovranno perseguire, volti a realizzare complessivamente una vera e propria trasformazione del comparto energetico europeo nella direzione della totale de-verticalizzazione e decentramento della produzione di energia elettrica, valorizzando la c.d. generazione distribuita, e ciò, soprattutto, al fine di realizzare compiutamente una piena ed effettiva liberalizzazione del mercato energetico.

Sotto questo profilo, gli artt. 21 e 22 del dettato europeo ne costituiscono il portato più solido e rilevante, sancendo in definitiva la nascita di due nuove figure giuridiche, quella dei prosumers e delle c.d. "REC- Renewable Energy Communities", le quali, con molta probabilità, costituiranno un elemento di grande rottura alla luce degli schemi negoziali fino ad ora utilizzati in questo importante settore del mercato interno.

Scheda 7: Direttiva RED II

DIRETTIVA RED II

Il nucleo normativo di quella che potrebbe rappresentare la futura struttura del mercato europeo dell'energia, trova fondamento in due degli otto atti normativi che compongono il pacchetto energia e clima e precisamente la *Renewable Energy Directive*, che modifica la direttiva 29 del 2008 (sopra richiamata) e l'*Internal Market Directive* che modifica la direttiva 27 del 2012. Il primo dei due pilastri recante i principi sui quali gli stati membri si troveranno a disciplinare la nascente figura del prosumer va rinvenuta nella RED II. Tale direttiva, che innalza al 32% la quota di energia rinnovabile da immettere in rete entro il 2030, persegue il dichiarato obiettivo di promuovere il più possibile la diffusione delle energie rinnovabili. Infatti, tra i considerando si legge che "il maggior ricorso all'energia da fonti rinnovabili può svolgere una funzione indispensabile, anche nel promuovere la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, nel garantire un' Energia sostenibile a prezzi accessibili, nel favorire lo sviluppo tecnologico e l'innovazione, oltre alla leadership tecnologica industriale, offrendo nel contempo vantaggi ambientali sociali e sanitari, come pure nel creare numerosi posti di lavoro e sviluppo regionale specialmente nelle zone rurali ed isolate nelle regioni o nei territori a bassa densità demografica o soggetti a parziale deindustrializzazione", Premessa indispensabile che lascia intuire già la volontà del legislatore europeo di fare delle FER lo strumento chiave mediante il quale condurre la transizione energetica europea per raggiungere gli ambiziosi obiettivi imposti con l'accordo di Parigi nel 2015.

Fonte: elaborazione propria

#### Scheda 8: Profili di tutela del consumatore

##### FOCUS: Profili di Tutela del Consumatore, RED II e IMD II a confronto

Il rilievo e il merito della direttiva Unione europea 2018/2001 (cd. REDII), consiste nell'aver dedicato ben due disposizioni rispettivamente agli articoli 21 e 22, alle nascenti figure del prosumer e delle REC, con la conseguente espressa formalizzazione del diritto riconosciuto in capo a ciascun cittadino europeo ad auto produrre, consumare, immagazzinare e cedere energia e ciò tanto in forma singola quanto in forma associata. Dall'altro, al fine di consentire la realizzazione del processo di transizione energetica verso l'energia pulita all'interno dello spazio europeo, l'UE ha dovuto necessariamente estendere l'ambito di intervento anche alla disciplina del mercato interno. A riguardo la "*Internal Market Directives*" persegue l'obiettivo di adeguare le vigenti regole alle nuove realtà del mercato consentendo la libera circolazione dell'energia elettrica dove quando ve ne sia una maggiore necessità, tramite segnali di prezzo non falsati, traendo i massimi benefici per la società dalla concorrenza transfrontaliera, fornendo i segnali e gli incentivi adeguati a orientare gli investimenti necessari per la de-carbonizzazione del nostro sistema energetico e conferendo al contempo un ruolo attivo ai consumatori. Proprio questi ultimi sembrano aver ricevuto particolare attenzione da parte del legislatore europeo soprattutto sul piano delle tutele ad essi riservate nei casi della nascente figura dei prosumer e delle REC, lasciando trasparire la volontà di conferire al cittadino un ruolo di primo piano nell'ambizioso processo di transizione energetica. L'articolo 15 della direttiva, stabilisce espressamente che ogni consumer ha il diritto di partecipare al mercato dell'energia allo stesso modo di coloro i quali hanno rappresentato fino ad ora i tradizionali protagonisti del medesimo. Al di là dell'espresso riconoscimento del diritto a produrre, immagazzinare, utilizzare soprattutto vendere energia elettrica autoprodotta in tutti i mercati, formulazione questa già contenuta nella direttiva RED II, emerge l'attenzione posta dal legislatore europeo sulla necessità di operare una complessiva semplificazione amministrativa in questo settore. La precisazione che la nascente figura del produttore consumatore di energia elettrica non potrà essere soggetta a procedure e ad oneri eccessivamente gravosi implica che gli Stati membri dovranno mettere in cantiere ogni mezzo per fare in modo che l'intera mole di strumenti autorizzativi e tariffari, oggi vigenti, subiscano una netta semplificazione, che in definitiva consente al prosumer di avere un unico interlocutore, con il quale interfacciarsi e, un sistema tariffario improntato a criteri di assoluta trasparenza equità e non discriminazione [6].

Fonte: elaborazione propria

Pertanto, possiamo dire che le previsioni presenti tanto nella RED II, che nella IMD II, costituiscono chiaro indice della volontà del legislatore europeo di fare del *One to One – One to Many*, la nuova struttura del mercato energetico. La considerazione che non tutti i cittadini godono della possibilità di assurgere a "consumatori attivi" di energia rinnovabile, causa le disparità ancora esistenti tra i vari Stati membri; tanto ha indotto lo stesso

legislatore europeo ad introdurre meccanismi di aggregazione sociale, che consentiranno anche alle fasce meno abbienti, di poter entrare nel mercato energetico come componenti attive, superando pertanto, i limiti derivanti dalle eventuali difficoltà di carattere economico che contraddistinguono alcune regioni dell'Europa. Emerge in particolare che l'aver previsto l'esercizio dell'attività di produzione, consumo, conservazione e cessione di energia proveniente da fonti rinnovabili anche in forma collettiva, costituisce l'ennesima conferma che l'unione europea intende capovolgere l'intera struttura su cui è stato finora improntato il sistema energetico, portandolo verso un sistema quanto più possibile deverticalizzato, decentrato, trasparente ed accessibile che spinga ciascun cittadino europeo a considerare l'investimento nelle FER non solo una scelta green in quanto tale, ma anche soprattutto un vero e proprio investimento in grado di generare un non indifferente guadagno, diretto o sotto forma di risparmio.

## 2.6. Le REC – Renewable Energy Communities (breve cenni)

Altro importante profilo sul quale legislatore europeo ha scelto di intervenire, per incrementare ulteriormente la quota FER, ha ad oggetto la dimensione collettiva e sociale dei principi sopra richiamati ed espressi; ciò non solo riguardo gli aspetti strettamente giuridico economici bensì anche per ciò che concerne l'estensione sociale del fenomeno.

Le *Renewable Energy Communities* (REC) sono soggetto giuridico, ovvero con personalità giuridica, formate da vari soggetti - persone fisiche o persone giuridiche - non avente scopo di lucro, ma la condivisione di energia da fonte rinnovabile. In altri termini, si tratta di una sorta di autoconsumatore/aggregatore non profit, avente sempre dimensione collettiva, istituita con l'obiettivo di far conseguire un generico beneficio ambientale, sociale ed economico ai suoi membri, proprio attraverso la condivisione di energia proveniente da fonti rinnovabili.

Dal tenore della definizione di REC contemplata nella direttiva 2018/2001, si evince già il proposito del legislatore europeo di strutturare le nascenti REC senza porre precisi ostacoli alle varie forme giuridiche mediante le quali più cittadini, situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, ciascuno secondo le norme vigenti nel proprio diritto interno, potranno in futuro scegliere di aggregarsi per lo scambio dell'energia elettrica se non ponendo quale unico limite la necessaria prevalenza degli scopi individuati e sopra richiamati, e non quelli strettamente lucrativi.

Come parimenti riconosciuto dall'articolo 21 alle nascenti figure dei prosumer, anche qui gli Stati membri dovranno assicurare che i clienti finali in particolare i clienti domestici abbiano il **diritto di partecipare a comunità di energia rinnovabile, mantenendo al contempo i loro diritti e doveri in qualità di clienti finali e senza essere soggetti a condizioni o procedure ingiustificate o discriminatorie**. Inoltre, dovranno assicurare che anche a queste comunità di energia rinnovabile REC, sia riconosciuto il diritto di produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile anche tramite accordi di compravendita e soprattutto di condividere all'interno della stessa comunità l'energia rinnovabile prodotta dalle unità di produzione detenute dalla REC. Il tutto dovrebbe avvenire assicurando che i membri della comunità mantengano i loro diritti e doveri in qualità di clienti finali e che, da una parte, la condivisione non sia considerata ai fini fiscali quale vendita di energia e dall'altra, sono pagati corrispettivi per la distribuzione dell'energia, ma non quelli per il trasporto e il dispacciamento, se l'energia simultaneamente prodotta e consumata all'interno dei membri della comunità, senza essere veicolata,

altrimenti si configurerebbe quale ingiusta duplice tariffazione che la RED II tende invece ad evitare e scongiurare. A mero titolo esemplificativo, questa figura potrebbe in concreto trovare iniziale spazio nei contesti condominiali, dove lo scambio di energie tra unità abitative è tecnicamente agevolato dal fatto che lo stesso avrebbe più una dimensione virtuale piuttosto che reale, senza necessità di operare grosse modifiche agli impianti esistenti di distribuzione. Ma soprattutto il vero vantaggio derivante dall'aggregazione di più utenze sarebbe quello di favorire gli investimenti necessari all'impiego di tecnologie innovative a emissioni zero e l'utilizzo di sistemi di tipo *smart* nella gestione energetica di un edificio, contribuendo alla riduzione dei consumi e dei costi, agevolando la realizzazione di interventi di efficientamento energetico o di utilizzo di fonti rinnovabili più efficaci rispetto ad interventi limitati alle singole abitazioni.

## 2.7. Criticità rilevate

I rilievi sopra esposti consentono ora di trarre delle considerazioni. In merito ai principali dubbi emersi nonché de iure condendo alle possibili soluzioni con cui legislatore interno dovrà necessariamente confrontarsi in sede di recepimento delle direttive.

Anzitutto rileva richiamare le preoccupazioni e in merito agli **ampi spazi lasciati dal legislatore europeo per il recepimento dei principi contenuti nel “Clean Energy Package” (CEP)**. Il timore principale deriva dal fatto che questi ultimi possono di fatto essere neutralizzati a causa della eccessiva **vaghezza** insita in alcune espressioni utilizzate, pericolo questo che per buona parte strettamente connesso al tipo di strumento scelto per imporre un radicale cambio di rotta in questo centrale settore, ancora più tenuto conto delle grandi **differenze presenti all'interno dei vari ordinamenti dei singoli Stati membri**. Infatti, le statuizioni contenute nelle due direttive e riferite ai vari obblighi per gli Stati di raggiungere quanto più possibile una maggiore semplificazione amministrativa e regolatoria nella materia del mercato energetico nazionale, che nel complesso consente una più rapida diffusione delle FER, rischiano di restare carta bianca nella misura in cui la **genericità dei termini utilizzati possa poi essere suscettibile di interpretazioni eccessivamente “larghe” in sede di trasposizione**, vanificando in concreto gli obiettivi posti a monte e, questo non soltanto in riferimento alla disciplina del prosumer in via di trasposizione, ma più in generale in riferimento al complessivo impianto normativo contenuto nel CEP [7]. Sul piano interno al di là dell' eccessiva distanza che separa l'**ordinamento italiano** degli obiettivi posti dalla RED II, bisogna anzitutto prendere atto dell' assoluta **manca di idonei strumenti di informazione sul tema della generazione distribuita delle FER**; la scarsa informazione rende infatti questi strumenti poco accessibili per il cittadino, il quale dovrebbe invece essere considerato il pilastro centrale della nascente struttura del mercato energetico, essendo egli il mezzo privilegiato scelta dal legislatore europeo per traghettare l'Europa verso la tanto ambita transizione energetica, questo non solo sul piano delle configurazioni strettamente realizzabili, quando ancor di più in merito alla reale efficacia dei sistemi in questione, rispetto alle reali esigenze dei consumatori nonché dei relativi benefici soprattutto di carattere economico. L'aver previsto un ampio ventaglio di fattispecie a cui i privati possono in astratto attingere, rimane un inutile sforzo nella misura in cui non viene previamente dato il giusto peso all'informazione e alla sensibilizzazione degli utenti, unitamente alla rappresentazione dei vantaggi che l'investimento nelle FER comporta; inoltre è mersa la presenza di un iter ancora oggi troppo macchinoso e poco agevole per il comune cittadino, cui si aggiungono dei costi troppo elevati,

aventi quale unico effetto il disincentivo nel consumatore, anche quando informato, a voler investire in tale direzione [8].

Alla luce di quanto finora detto, è fondamentale che legislatore e le autorità di regolazione definiscano un quadro regolatore chiaro e stabile nel tempo, che certamente non trascuri l'importanza di avviare a livello nazionale un programma di sensibilizzazione rivolto in particolare al settore terziario e residenziale, campo privilegiato di applicazione della RED II, e che consente al contempo di accedere a questa importante risorsa in modo agevole senza costi eccessivamente gravosi per gli utenti.

## **2.8. Focus: la transizione verso un sistema energetico efficiente ed un nuovo diritto dei consumatori in Europa**

Attualmente, la maggior parte dei consumatori dell'UE non ha accesso alle informazioni sull'evoluzione dei costi economici e ambientali dell'uso dell'energia in ore diverse del giorno, della settimana o dell'anno. Questi costi variano costantemente a causa, tra l'altro, delle condizioni climatiche e delle nostre abitudini quotidiane. La maggior parte dei consumatori al dettaglio, a volte a propria insaputa, paga un sovrapprezzo per questa stabilità. Questo non solo rende l'energia più costosa perché è necessario pagare per un maggior numero di centrali e reti elettriche per soddisfare i picchi di domanda occasionali, ma ciò significa anche che vengono importati e bruciati più combustibili fossili di quanto sia necessario.

Tuttavia, alcuni consumatori scelgono contratti che sfruttano gli alti e i bassi del mercato e risparmiano sulle proprie fatture. Un altro ostacolo che impedisce ai consumatori di beneficiare appieno della transizione energetica in corso è la difficoltà di effettuare paragoni tra fatture e pubblicità di diverse imprese del settore energetico - una situazione che induce i consumatori a rimanere con il fornitore abituale. Mentre i mercati all'ingrosso sono sempre più trasparenti e competitivi, i consumatori nei mercati al dettaglio sono spesso confusi in merito alle opzioni di approvvigionamento di cui dispongono. Inoltre, anche se un consumatore è in grado di trovare una formula più vantaggiosa, gli obblighi contrattuali e gli ostacoli amministrativi possono dissuaderlo dall'effettuare un cambiamento. Tanto premesso, merita a questo punto indagare su cosa ha comportato il *new deal* per i consumatori nel settore dell'energia, non prima di richiamare gli aspetti più salienti che lo caratterizzano.

Presentato all'interno della comunicazione della Commissione Europea al Parlamento ed al Consiglio del 2018, il *New Deal for consumers* garantisce un mercato unico equo per i consumatori e le imprese negli anni a venire. Come si legge in apertura del documento, l'UE dispone attualmente di alcune delle norme di protezione dei consumatori più rigide al mondo: i consumatori possono, ad esempio, restituire i prodotti acquistati online entro 14 giorni o far riparare o sostituire i prodotti entro un periodo di garanzia. In aggiunta, nel settore dei consumi viene riposta un'attenzione particolare in considerazione di uno scenario in cui la spesa al consumo rappresenta il 56% del PIL dell'UE, costituendo una delle principali forze trainanti dell'attività economica europea.

Invero, se da un lato la realizzazione di un mercato unico interno ha comportato la necessità di porre in essere strumenti volti a rimuovere ostacoli alla libera circolazione dei beni e dei capitali e dunque limitare le barriere contrattuali, dall'altra l'UE è chiamata a promuovere e favorire un elevato livello di protezione dei consumatori.

E'infatti noto come anche l'era digitale stia facendo emergere l'esigenza di riformare interi settori del diritto, come dimostrano le politiche europee degli ultimi anni che hanno inserito tra le priorità di governo un'Europa più digitale. Si evince dalla comunicazione della Commissione Europea che in via generale le misure adottate nel *New Deal* puntano a migliorare e modernizzare l'impianto dell'*acquis* europeo in materia consumeristica, a fornire maggiori possibilità di ricorso per i consumatori, garantendo una parità di trattamento dei consumatori di ogni Stato Membro, ed infine a prendere in considerazione le sfide future per la politica dei consumatori in un ambiente economico e tecnologico in rapida evoluzione [9].

#### Scheda 9: Le quattro direttive del "New deal for consumers"

##### Le quattro direttive del "New Deal for consumers"

Gli obiettivi perseguiti hanno portato all'adozione di quattro Direttive che mirano a modificare o abrogare la normativa esistente in materia e a predisporre un quadro normativo che preveda nuove misure. Queste ultime partono da un primo gruppo di norme costituite dalla adozione delle cd. "Direttiva sui contenuti digitali" 2019/770/UE e "Direttiva sulla vendita dei beni" 2019/771/UE entrambe adottate nel maggio 2019. In particolare, la prima introduce norme nuove relativamente ai contratti di fornitura di contenuti e di servizi digitali, mentre la seconda modifica un assetto normativo già esistente. Nello stesso anno a completare il *New deal for consumers* l'UE ha adottato la cd. "Direttiva Omnibus" 2019/2161/UE, entrata in vigore il 27 novembre 2019 e che mira ad una migliore applicazione e modernizzazione delle norme in materia consumeristica, proponendo modifiche alle seguenti direttive: i) *Direttiva 2005/29/CE sui Diritti dei Consumatori*; ii) *Direttiva 2011/83/UE* relativa alle *pratiche commerciali sleali tra imprese e consumatori*; iii) *Direttiva 93/13/CEE* concernente le *clausole abusive nei contratti stipulati con i consumatori*; ed infine la iv) *Direttiva 98/6/CE* relativa alla *protezione dei consumatori in materia di indicazione dei prezzi dei prodotti offerti ai consumatori*.

Fonte: elaborazione propria

#### Scheda 10: Gli obiettivi fissati dal New Deal For consumers

##### Gli obiettivi fissati dal New Deal for consumers

Dai considerando delle direttive si evincono obiettivi comuni che hanno come precipuo scopo quello di armonizzare il più possibile gli aspetti concernenti i contratti di fornitura di contenuto digitale o di servizi digitali, tenendo in debita considerazione l'instaurazione di un mercato unico digitale. Inoltre, avendo constatato una certa frammentarietà nella normativa sulla vendita di beni che può ripercuotersi negativamente sui consumatori e sulle imprese, il pacchetto di norme viene adottato a presidio di una maggiore certezza giuridica, eliminando le barriere costituite da una scarsa armonizzazione con tutti gli Stati membri, riducendo anche i costi delle transazioni. L'incertezza circa i diritti contrattuali e le diversità delle normative nazionali comporta, da un lato, che i consumatori si sentano poco tutelati e poco sicuri nell'effettuare acquisti transfrontalieri, dall'altro, che le imprese che offrono contenuti o servizi digitali oltre frontiera si trovino spesso ad affrontare costi aggiuntivi.

Andando ad analizzare più dettagliatamente la normativa si può essenzialmente operare una suddivisione in due grandi blocchi di misure che mirano a modernizzare l'assetto normativo ed allo stesso tempo a garantire più strumenti di tutela per i consumatori.

- *Modernizzazione delle regole in linea con gli sviluppi digitali*
- *Strumenti più forti per far rispettare i diritti dei consumatori.*

Fonte: elaborazione propria

### Il ruolo svolto dai consumatori nel mercato deve cambiare profondamente.

In particolare, nel settore dell'energia, è necessario fornire ai consumatori la possibilità di adattare il proprio consumo di energia in modo da poter beneficiare dell'evoluzione dell'offerta e della domanda in tempo reale.

I consumatori devono essere in grado di agire come acquirenti e i venditori grazie a imprese innovative che offrano loro nuovi servizi basati su norme di fatturazione e pubblicità più chiare e confrontabili e che facilitino il passaggio ad altri fornitori, ma anche tramite l'accesso a strumenti di confronto dei prezzi attendibili e validi e mediante la mobilitazione del loro grande potere di contrattazione collettiva (ad esempio mediante un passaggio collettivo ad altro gestore o tramite le cooperative energetiche). I consumatori devono essere liberi di produrre e consumare la propria energia a condizioni eque per permettere di risparmiare denaro, contribuire alla salute dell'ambiente e garantire la sicurezza dell'approvvigionamento.

Infine, i consumatori che versano in situazioni di vulnerabilità e povertà energetica e le famiglie che hanno maggiori difficoltà a modificare la propria domanda o a diventare "prosumatori" (neologismo che esprime la combinazione del ruolo di produttore e consumatore) devono essere efficacemente protetti durante questa transizione e beneficiare di un'assistenza mirata per migliorare l'efficienza energetica delle loro case.

#### **In che modo favorire la tutela dei consumatori e dei loro dati in questo nuovo contesto?**

La legislazione dell'UE garantisce già ai consumatori di energia ampi diritti e l'applicazione di questi diritti rimane una priorità. Ma al di là di ciò, la Commissione valuterà l'opportunità di creare nuovi atti legislativi specifici in materia di energia nel quadro del suo regolamento sulla cooperazione per la tutela dei consumatori. La stessa destinerà delle risorse per potenziare il monitoraggio della povertà energetica in tutta l'Unione e diffondere le migliori pratiche, per contribuire a garantire che i cittadini di tutte le estrazioni sociali possano beneficiare di tale transizione [10]. L'uso efficace dei sistemi di misurazione intelligenti comporta il trattamento di dati personali. Occorre pertanto prestare attenzione a proteggere tali dati e a garantirne la sicurezza. La Commissione, infatti, raccomanda un approccio di «sicurezza e protezione dei dati fin dalla progettazione».

### **3. IL PANORAMA STORICO/NORMATIVO ITALIANO IN MATERIA DI FONTI RINNOVABILI**

Il primo vero provvedimento, a livello nazionale, che si pone come obiettivo quello di offrire un quadro normativo al sistema energetico italiano è la Legge n. 1643 emanata nel dicembre del 1962. La c.d. «Legge di Nazionalizzazione» ambiva a portare ad un utilizzo ottimale delle risorse soddisfacendo allo stesso tempo una domanda di energia che cresceva sempre più [11]. A questo fine venne istituito l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL), cui venivano demandate tutte le attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica da qualsiasi fonte prodotta. Dalla Legge di Nazionalizzazione fino alla fine degli anni '90 il mercato energetico italiano è stato caratterizzato da quello che viene definito come «il trentennio del monopolio ENEL». Lungo questi tre decenni, infatti, il servizio pubblico elettrico è stato erogato dall'ENEL, il quale agiva come unica grande impresa verticalmente integrata. Le forti spinte di apertura alla concorrenza nel mercato energetico provenienti dall'Unione Europea, come sopra descritte, portarono alla liberalizzazione del settore pure in Italia. Tale liberalizzazione ha avuto come primi punti di riferimento il **D.lg. n. 79/1999** in recepimento della **direttiva n. 92/1996/CE** — c.d. *Decreto Bersani* — per l'elettricità e il **D.lg. n. 164/2000** in recepimento della **direttiva n. 30/1998/CE** — c.d. *Decreto Letta* — per il gas.

Il decreto Bersani ha stabilito che fossero completamente libere le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica, mentre le attività di trasmissione e dispacciamento fossero riservate allo Stato, che le attribuiva in concessione al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN). Il decreto “Letta”, invece, ha stabilito che fossero completamente libere le attività di importazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale. Successivamente ai menzionati decreti il legislatore italiano, in recepimento della corposa produzione normativa dell'Unione nei primi anni '2000, ha previsto una serie di misure volte a: (a) migliorare l'efficienza degli usi finali dell'energia, (b) controllare la domanda energetica, (c) ridurre la quantità di energia importata dall'estero, (d) promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili [12].

Nel 2003, infatti, il settore energetico è stato oggetto di diversi interventi legislativi. In primo luogo, rileva il **decreto-legge del 18 febbraio 2003, n. 25**, convertito dalla **legge del 17 aprile 2003 n. 83**, recante disposizioni in materia di «oneri generali del sistema elettrico». La disciplina era essenzialmente rivolta ad assicurare un assetto concorrenziale del mercato dell'energia attraverso una ridefinizione degli oneri generali del sistema elettrico, i c.d. *stranded cost*. In seguito, è stato emanato il **decreto-legge n. 239/2003**, recante «*Disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica*» convertito dalla **legge n. 290/2003**. Il provvedimento ha previsto l'unificazione tra proprietà e gestione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) demandando ad un successivo decreto — **Decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 11 maggio 2004** — i criteri e le modalità dell'unificazione e della gestione del soggetto risultante e la sua successiva privatizzazione.

La regolazione dei servizi energetici ha trovato attuazione nel **D.lg. 115 del 2008**, provvedimento di decisiva importanza per il nostro ordinamento, che recepisce la **direttiva CE n. 32 del 2006**, relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia. La direttiva europea mirava a conseguire come **obiettivo il risparmio energetico a livello comunitario tramite la predisposizione di servizi energetici e altre misure di miglioramento dell'efficienza dell'energia**. Il controllo generale e la responsabilità di supervisione del quadro istituito ai fini del raggiungimento degli obiettivi prefissati erano affidati, in base ai contenuti del **D.lg. n. 115 del 2008**, all'Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente (ENEA). Inoltre, sia nella direttiva europea sia nel decreto legislativo di recepimento, era previsto un impegno particolare verso la pubblica amministrazione; nello specifico la direttiva prevedeva che gli Stati membri assicurassero che il settore pubblico svolgesse un ruolo esemplare, comunicando ai cittadini e/o alle imprese le misure di miglioramento dell'efficienza energetica privilegiando quelle efficaci sotto il profilo costi-benefici che generano il maggior risparmio energetico nel minor lasso di tempo. Il decreto, nel disciplinare gli obblighi a carico delle pubbliche amministrazioni, chiariva, anche, che la responsabilità amministrativa, gestionale ed esecutiva dell'adozione degli obblighi di miglioramento dell'efficienza energetica nel settore pubblico erano assegnati all'amministrazione proprietaria o utilizzatrice del bene o servizio, nella persona del responsabile del procedimento che ai fini del monitoraggio e della comunicazione ai cittadini del ruolo e dell'azione della pubblica amministrazione doveva trasmettere all'ENEA una scheda informativa degli interventi e delle azioni di promozione dell'efficienza energetica intraprese.

Infine, il provvedimento europeo più recente in tema di efficienza energetica, è stato il **D.lg. n. 102 del 2014**, con il quale è stata recepita nel nostro ordinamento la **direttiva UE n. 27 del 2012**.

Il Decreto in questione costituisce la disciplina generale per gli **obiettivi di efficientamento energetico e di riduzione della dipendenza energetica nelle amministrazioni pubbliche italiane**. Secondo la normativa le pubbliche amministrazioni centrali sono obbligate ad acquistare prodotti, servizi e edifici ad alta efficienza energetica. La disciplina prevede, inoltre, un proprio obiettivo di efficientamento energetico di carattere nazionale con riguardo specifico alla riduzione dei consumi nel settore pubblico. I principi delineati nel decreto paiono valere come veri e propri obblighi che tutte le amministrazioni pubbliche devono rispettare ai fini del raggiungimento dei requisiti minimi di efficienza energetica nelle procedure di acquisto di prodotti, servizi e immobili [13]. I suddetti doveri trovano il loro limite nei principi di valutazioni costo-efficacia, fattibilità economica, idoneità tecnica e tutela della concorrenza. Da limiti così delineati si evidenzia come la politica energetica, pure in Italia, stia assumendo progressivamente una forte valenza politico-economica con riguardo alle potenzialità di sviluppo attribuite al risparmio energetico e alla diffusione delle energie rinnovabili.

### 3.1. La Strategia Energetica Nazionale (SEN)

Il nostro paese, per garantire un minimo di programmazione riguardo alle proprie politiche energetiche, utilizza lo strumento della Strategia Energetica Nazionale (SEN). Il governo italiano, per iniziativa dei ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente ha prodotto, dopo un'ampia consultazione, la SEN 2017. Con D.M. del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, è stata adottata la Strategia Energetica Nazionale 2017, il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico [14]. Una attenta ed analitica ricognizione degli obiettivi fissati dalla SEN 2017, è rinvenibile in [APPENDICE B](#).

Il tema dell'energia è trasversale e necessita di una decisa azione di coordinamento tra i vari soggetti (Amministrazioni centrali, Regioni, istituti scientifici) e di collaborazione istituzionale con l'Autorità per l'energia. È essenziale inoltre integrare le politiche energetiche con quelle di altri settori e con quelle regionali, in modo da assicurare coerenza d'approccio e cogliere le possibili sinergie, anche per offrire opportunità di sviluppare nuove filiere produttive. Per questo si prevede l'istituzione di una Cabina di regia, per il monitoraggio dell'attuazione della SEN, costituita dai Ministeri dello sviluppo economico e dell'Ambiente, con la partecipazione dei Ministeri dell'economia, dei trasporti e dei beni culturali, con una rappresentanza delle Regioni e con periodico coinvolgimento degli enti locali, degli *stakeholders* e delle parti sociali.

Per garantire trasparenza al processo di attuazione, il Governo sarà inoltre tenuto a riferire annualmente al Parlamento sullo stato di implementazione della strategia e sulle iniziative adottate utili al raggiungimento degli obiettivi fissati, nonché ad avviare ogni tre anni un processo partecipato e condiviso di revisione della Strategia. Questa Strategia non va considerata un punto di arrivo, ma di partenza. Con la sua approvazione parte il lavoro per la presentazione alla Commissione Europea della proposta di Piano integrato per l'energia e il clima (CEP) previsto dall'UE, che dovrà indicare obiettivi al 2030, politiche e misure per le cinque "dimensioni dell'energia": de-carbonizzazione e rinnovabili, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno, innovazione e competitività.

La Strategia Energetica pone obiettivi ambiziosi e complessi. Per raggiungerli servono policy pubbliche efficienti ma il successo della strategia dipende anche dalle azioni di tutti i giorni: responsabilizzare i cittadini nelle loro scelte di consumo verso un utilizzo consapevole delle fonti energetiche è essenziale.

La diffusione delle rinnovabili e la generazione distribuita sono gli elementi più rilevanti nell'influenzare il processo di evoluzione del settore elettrico. A questi elementi, si aggiunge la domanda, favorita dall'applicazione sempre più diffusa dell'Information Technology all'energia. In questo contesto, il ruolo del consumatore sta cambiando da soggetto passivo ad oggetto attivo in grado di modificare il proprio consumo in risposta ai cambiamenti di prezzo sul mercato e a certe condizioni offrire servizi di rete. Il processo di liberalizzazione si lega al progresso tecnologico che sta ridefinendo l'architettura del sistema e che porterà presto a un nuovo rapporto consumatore-venditore. A guidare tale evoluzione ci sono specifici sviluppi tecnologici: generazione distribuita, sistemi di accumulo diffusi, elettrificazione dei consumi, modalità di accesso ai dati e alle informazioni. La rapida riduzione cui sta andando incontro il costo della tecnologia consentirà l'accesso di un sempre maggior numero di consumatori ai suddetti strumenti (in primis batterie e pannelli fotovoltaici), favorendo di fatto l'autoconsumo, e lo sviluppo di nuovi servizi e la partecipazione attiva dei piccoli consumatori ai mercati. Questo processo potrà essere sostenuto anche dall'organizzazione di nuovi soggetti aggregatori, incluse le comunità energetiche locali previste dal CEP, che richiederanno un'attenta regolazione in modo da garantire un quadro di riferimento organico e i necessari standard di efficienza e qualità in un sistema sempre più complesso e articolato.

**La SEN ha costituito la base programmatica e politica per la successiva adozione del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima – PNIEC, avvenuta a gennaio 2020.**

### 3.2. II DM FER 2019/2021

Il nuovo decreto del 4 luglio 2019 riguardante gli incentivi alle fonti rinnovabili per il triennio 2019-2021 (il "Nuovo DM FER") è stato finalmente approvato dai Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente, è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 186 del 9 agosto 2019 ed è entrato in vigore il 10 agosto 2019. Il successivo 23 agosto 2019, il Gestore Servizi Energetici – GSE S.p.A., dando attuazione al Nuovo DM FER, ha provveduto a pubblicare sul proprio sito web, il "*Regolamento Operativo per l'iscrizione ai Registri e alle Aste del DM 4 luglio 2019*", che contiene le informazioni di dettaglio necessarie per la presentazione delle richieste di accesso agli incentivi. Tra le principali novità introdotte dal Nuovo DM FER segnaliamo il ritorno del fotovoltaico e l'accorpamento di fonti diverse negli stessi contingenti, nell'ottica dichiarata di sfruttare tutti i possibili margini di ottimizzazioni delle offerte e quindi di ridurre la spesa complessiva. Per cogliere in modo analitico le peculiari novità introdotte dal Decreto FER 2019/2021, si rinvia

## APPENDICE C.

### 3.3. La comunità energetica in Italia con la giusta fusione delle due normative europee

Di organizzazioni collettive, la cui principale, ma spesso non unica, finalità è la produzione e vendita di elettricità ai propri associati, ne esistono in Italia e in Europa da più di un secolo [15]. La loro distribuzione geografica non è mai stata omogenea, per effetto di due fattori, uno economico (reddito medio della popolazione), l'altro politico-culturale (presenza di esperienze cooperative). Ad esempio, in Italia sono sempre state concentrate nelle aree settentrionali. L'eterogeneità delle esperienze pregresse si riflette anche sulla compresenza, oggi, di **due** diverse **normative**:

- la **RED II**, che definisce la **Comunità Di Energia Rinnovabile (CER)**;
- la **Direttiva sul Mercato Elettrico**, che norma la **Comunità Energetica dei Cittadini (CEC)**.

Poiché entrambe hanno in comune la finalità, cioè *offrire ai propri soci o al territorio in cui operano benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, anziché generare profitti finanziari*, nell'attuazione in Italia delle direttive converrebbe definire un'unica tipologia di comunità, che sfrutti al meglio le potenzialità di ciascuna ai fini della transizione energetica.

In entrambe le normative europee, infatti, è previsto che si possa **svolgere attività di produzione, distribuzione, fornitura, consumo, condivisione e accumulo di energia, nonché di prestazione di servizi energetici**, ma va prescelta la soluzione CER, perché deve essere alimentata da energia rinnovabile di qualsiasi tipo e può produrla con qualunque vettore energetico (elettricità, calore, gas). Invece, nella CEC non è specificata la fonte di energia (può quindi essere anche fossile) e, dato l'oggetto della direttiva (mercato elettrico), il principale vettore energetico può essere solo uno.

Entrambe, ma in modo più netto la CER, escludono dalla loro governance le imprese di grandi dimensioni o il cui business principale è nel settore elettrico. Anche in questo caso, la partecipazione prevista per la CER, che deve essere aperta a singole persone, autorità locali, micro, mini e medie imprese, compresi i consumatori appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili, la fa preferire alla CEC, che può accettare qualunque soggetto, anche un'impresa di grandi dimensioni, e non prevede misure di inclusione per i consumatori in difficoltà.

Le CER devono organizzarsi in prossimità degli impianti a fonti rinnovabili che le alimentano. Di nuovo, la normativa in materia è quindi preferibile a quella delle CEC, che non menziona vincoli territoriali, per cui teoricamente potrebbero estendersi all'intero territorio nazionale, anzi, addirittura travalicarne i confini, visto che gli Stati membri possono prevedere che siano aperte alla partecipazione transfrontaliera.

Per quanto concerne la proprietà degli impianti e della rete elettrica, nella fusione tra le due normative sono invece preferibili le soluzioni proposte dalla CEC.

Le CER devono, infatti, sviluppare e avere la proprietà dei propri impianti, mentre per le CEC quest'obbligo non è previsto. Per le prime non è contemplata alcuna restrizione alla proprietà delle reti (quindi anche di quella elettrica); per le CEC spetta invece agli Stati membri stabilire se hanno il diritto di possedere, istituire, acquistare o locare reti di distribuzione e di gestirle autonomamente.

Almeno in una fase iniziale, difficilmente una CER si doterà di rete elettrica propria, come sarebbe consentito dalla RED II. La sua gestione presenta, infatti, complessità superiori a quelle di una rete di distribuzione, in quanto il numero ridotto di carichi allacciati riduce la compensazione statistica dei relativi connessioni o distacchi dalla rete. Inoltre, la digitalizzazione spinta, in particolare richiesta quando alla rete sono allacciate produzioni rinnovabili non programmabili, implica competenze di gran lunga superiori a quelle necessarie solo una ventina d'anni fa.

Esiste quindi il rischio di mettere a repentaglio il buon funzionamento e la sicurezza della rete, per cui è auspicabile una normativa *ad hoc*, che in materia stabilisca criteri molto stringenti e, almeno in una fase iniziale, escluda la possibilità di avere una rete propria, come ha stabilito la Legge Milleproroghe.

Contrariamente alla normativa CER, quella CEC, non rendendo obbligatori lo sviluppo e la proprietà degli impianti di produzione, nella fase iniziale facilita la diffusione della comunità energetiche, che non sarebbero costrette farsi carico dei costi di investimento e delle difficoltà tecniche e gestionali degli impianti di generazione. Come soluzione va quindi preferita, naturalmente con l'obbligo di garantirsi la necessaria energia rinnovabile mediante contratti di approvvigionamento a lungo termine (PPA) con impianti installati nelle vicinanze della comunità.

Nessuna delle due direttive introduce vincoli per impedire che, invece di rappresentare la più estesa realizzazione di auto-consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, le comunità energetiche possano trasformarsi di fatto in UVAP. Nella fusione tra le due, sarebbe quindi importante prevedere che le comunità energetiche acquisiscano e mantengano la qualifica di soggetti produttori di energia solo se annualmente la quota dell'energia prodotta, destinata all'autoconsumo da parte dei soci, non è inferiore a una determinata quota. Una fusione come quella qui ipotizzata, che utilizza le norme più appropriate di ciascuna direttiva, contribuirebbe a rendere più estesa e tempestiva la diffusione di uno strumento fondamentale per stimolare i cittadini a diventare parte attiva del processo di decarbonizzazione attraverso forme di sviluppo socialmente inclusivo.

### **3.4. Tempi e modi di recepimento in Italia della normativa sulle Energy Community: gli sviluppi recenti e gli scenari futuri**

Alla stregua della ricognizione normativa espletata con riguardo al quadro regolatorio nazionale, è ora bene precisare che la nota e più volte richiamata Direttiva Europea 2001/2018, la quale introduce la definizione di

“comunità di energia rinnovabile”, delinea anche un nuovo soggetto nella filiera energy, particolarmente attivo nella produzione e nel consumo di energia. Una rivoluzione copernicana del ruolo del consumatore che, da semplice *consumer* diventa *prosumer*, ovvero produttore-consumatore. L’iter di recepimento di tale direttiva nell’ordinamento italiano è ancora *in itinere* e risulta essere lungo e difficile, anche se è stato già avviato. Infatti, la legge 8/2020, con la conversione del Decreto-legge 162/19 (c.d. Mille proroghe), ha previsto una disciplina transitoria delle comunità energetiche, finalizzata all’acquisizione di elementi utili al completo recepimento della direttiva.

Hanno fatto seguito i provvedimenti dell’Autorità dell’energia ARERA che, con il DCO 112/2020/R/eel e la successiva delibera ARERA 318/2020/R/EEL, hanno definito la regolazione delle partite economiche relative all’energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivo o di condivisione nell’ambito di comunità di energia rinnovabile. Il completo recepimento della direttiva è previsto entro giugno 2021, ma l’avvio della fase transitoria ed il tempestivo intervento dell’Autorità dell’energia hanno già prospettato la struttura normativa e regolatoria per poter costituire una comunità di energia rinnovabile. Tanto fa sì che l’Italia sia all’avanguardia sul tema delle energy community e, di fatto, un esempio per tutta l’Europa.

Il decreto del 15 settembre 2020, firmato da parte del Ministero dello sviluppo economico, in attuazione della Delibera ARERA n. 318/2020, rappresenta un importante tassello nel quadro normativo e regolatorio italiano in tema di comunità energetiche.

Il decreto definisce la tariffa con la quale si incentiva la promozione dell’autoconsumo collettivo (pari a 110 €/MWh) e delle comunità energetiche da fonti rinnovabili (pari a 100 €/MWh). L’incentivo è riconosciuto per un periodo di 20 anni ed è cumulabile con il Superbonus al 110%.

Questo panorama di incentivi è proteso a «... trasformare l’attuale sistema elettrico, centralizzato e alimentato da combustibili fossili, in un sistema decentrato ed efficiente, alimentato con energie pulite, inesauribili e non inquinanti». Ma è proprio nel raggiungimento di questi risultati, che si collocano nel programma nazionale del Piano energia e clima, che le comunità energetiche ricoprono un ruolo strategico.

Dopo la normativa nazionale ed europea vigente, giova precisare che le comunità, non sono rivolte soltanto ai clienti domestici o alle imprese, ma anche le Pubbliche Amministrazioni e gli enti territoriali possono assumere un ruolo chiave nelle community in termini sia di promozione sia di partecipazione. IEM interventi  
ta, tra cui vanno annoverate le misure contenute nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), approvato il 13 luglio 2021. In particolare, 68,3 miliardi di investimenti sono stati destinati proprio alla “Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica”, mentre più di 20 miliardi alle energie rinnovabili. Gli obiettivi che si vogliono raggiungere sono quelli di incrementare la quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile (FER), potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete per poter accogliere l’aumento di produzione da FER [16].

Ciò posto, nonostante i reiterati ritardi, finalmente il 5 agosto 2021 il Consiglio dei ministri ha approvato in via preliminare il decreto attuativo delle due note direttive europee, in tema di FER e di comunità energetiche.

#### ❖ Decreto Legislativo 199/2021: recepimento della Direttiva RED II

In particolare, il 30 novembre 2021, con la pubblicazione nel supplemento 42/L alla Gazzetta Ufficiale n. 285, del Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 “Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili”, noto anche come Decreto legislativo Red II (di seguito il Decreto Red II), l'Italia ha concretamente avviato il processo di attuazione della direttiva europea sulla promozione dell'uso delle fonti di energia rinnovabili.

Un momento particolarmente atteso, il cui testo introduce nell'ordinamento nazionale diverse novità. Dagli incentivi rivisti per le FER alle norme per l'individuazione delle aree idonee d'installazione. Lo scopo del decreto è quello di definire, compatibilmente con l'impianto normativo dell'ordinamento giuridico italiano, gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento da parte dell'Italia entro il 2030 degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili [17].

#### Scheda 11: Le CER nel Decreto RED II (Decreto legislativo 199/2021)

##### Le CER nel Decreto RED II (Decreto legislativo 199/2021)

Di rilievo è certamente l'art.31 del Decreto Red II, in cui sono contenute le novità in materia di comunità energetiche al dichiarato scopo di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi soci, membri ed alle aree locali in cui opera la comunità piuttosto che profitti finanziari.

Vengono infatti definiti i requisiti che i clienti finali dovranno rispettare per la costituzione delle stesse:

- la comunità deve tendere ad apportare benefici ai suoi membri, non essendo direttamente finalizzata a scopi di natura finanziaria (benché essa possa concretamente avere un impatto economico-finanziario positivo sui membri della comunità stessa, consentendo un risparmio di spesa per l'approvvigionamento dell'energia);
- la partecipazione alla comunità è aperta a tutti i consumatori, soggetti a basso reddito e vulnerabili inclusi, così come alle società (per queste ultime però, la partecipazione alle comunità energetiche non potrà costituire l'attività commerciale/industriale principale, onde evitare che ciò confligga con quanto specificato al punto che precede, ossia lo scopo non finanziario delle CE);
- la comunità è un soggetto giuridico autonomo sottoposto ai poteri di controllo di persone fisiche, PMI, enti territoriali e autorità locali, ivi incluse quelle comunali, gli enti ricerca e formazione, gli enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale, nonché le amministrazioni pubbliche di cui all'elenco dell'ISTAT. L'energia autoprodotta dalla comunità dovrà essere prioritariamente utilizzata per l'autoconsumo istantaneo in sito, ovvero per la condivisione con i membri della comunità. L'eventuale energia eccedentaria potrà essere accumulata e venduta direttamente o mediante aggregazione [18].

Fonte: elaborazione propria

Rispetto al passato, viene accolta con favore l'estensione della potenza degli impianti fino ad 1 MW con ciò (parzialmente) superando la principale criticità della pregressa disciplina, ossia la potenza massima di 200 kW, ritenuti eccessivamente limitanti della partecipazione alle comunità energetiche di soggetti terzi e capaci di aggregare un numero esiguo di nuclei familiari (ed un numero ancor più limitato di imprese).

L'aumento della potenza permetterà dunque di realizzare impianti di taglia maggiore, suscettibili di soddisfare le esigenze di una vera comunità (e non più solo di poche famiglie).

L'effettività del meccanismo di promozione potrà essere valutata quando si conoscerà il valore della tariffa riconosciuta, al momento della pubblicazione del relativo decreto attuativo.

Certamente la previsione dell'accesso diretto costituisce una semplificazione, così come l'alternatività dell'incentivo specifico rispetto alla possibilità di partecipare anche agli altri meccanismi, compreso il ritiro dedicato, apre un ventaglio ampio di strutture percorribili.

È inoltre confermata la possibilità che la comunità energetica abbia la disponibilità e non la proprietà degli impianti di produzione, consentendo così l'intervento di operatori industriali che li forniscano e li installino a proprie spese, a fronte di pagamenti dilazionati e/o una condivisione dei ricavi.

A ciò deve anche accompagnarsi la possibilità introdotta dal PNRR e declinata nel Decreto RED II di beneficiare di finanziamenti a tasso zero fino al 100% dei costi ammissibili per lo sviluppo delle comunità energetiche nei piccoli comuni, considerando che il relativo decreto attuativo dovrà essere adottato dal MITE entro 90 giorni dalla entrata in vigore del Decreto *RED II* [19].

In tema di comunità energetiche, viene in rilievo che l'energia autoprodotta debba essere utilizzata prioritariamente per l'autoconsumo, riservando alla vendita solo l'eccedenza; ciò implica che non si può trascurare il fatto che l'energia possa essere condivisa tramite rete di distribuzione nell'ambito della stessa zona di mercato, "ferma restando la sussistenza del requisito di connessione alla medesima cabina primaria per l'accesso agli incentivi".

Oltre ai nuovi impianti rinnovabili realizzati dopo la data di entrata in vigore del decreto RED II, la comunità può aprire le porte ad impianti esistenti "per una misura, comunque, non superiore al 30% della potenza complessiva che fa capo alla comunità".

Inoltre, la CER (ai sensi dell'art. 31 comma 2, lett. F del Decreto in esame) può produrre altre forme di energia da fonti rinnovabili finalizzate all'utilizzo da parte dei membri (il che era già precisato nella Direttiva europea di riferimento), può promuovere interventi integrati di domotica e di efficientemente, così come "offrire servizi di ricarica dei veicoli elettrici e assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio".

Nel testo è chiara, dunque, l'intenzione del Governo di proseguire lo snellimento della burocrazia avviato dal Decreto Semplificazioni con l'obiettivo di recuperare il forte ritardo accumulato nel percorso di decarbonizzazione e consentire l'installazione di 70 nuovi GW di impianti rinnovabili, una vera grande opportunità per il nostro paese.

Oltre a quanto finora esposto, è bene dire che tra le altre novità spiccano ad esempio la differenziazione dei contingenti di potenza delle aste del GSE per zone geografiche; l'accesso alle aste del Gse anche per gli impianti fotovoltaici su aree agricole non utilizzate, individuate dalle Regioni come aree idonee; la previsione di criteri di massima semplificazione delle procedure amministrative per la partecipazione agli schemi di sostegno.

Ciò posto, rileva evidenziare a questo punto che mentre la direttiva 2018/2001, è stata recepita in via definitiva con il Decreto RED II, focalizzando l'attenzione sulle fonti rinnovabili, introducendo le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) nel panorama normativo italiano, in attuazione del dettato europeo in materia, il decreto legislativo per l'attuazione della direttiva 2019/944, come si vedrà nel prosieguo, riguarda l'energia elettrica, la gestione delle reti e dell'attività di distribuzione, ed intende dare attuazione alla Comunità Energetica dei Cittadini (CEC).

Entrambe le Comunità Energetiche raggruppano soggetti che condividono, senza scopo di lucro, obiettivi finali quali la produzione e la condivisione di energia, non solo elettrica purché da fonti rinnovabili nel caso delle CER, solo elettrica nel caso delle CEC. In ragione dei richiami tra le due direttive, è consentita la gestione delle reti di distribuzione elettrica sia alle CEC che alle CER, ma le prime possono utilizzare anche fonti di energia non

rinnovabile. Entrambe le direttive, infine, contengono un riferimento al concetto generico di vicinanza agli impianti di produzione senza definirne i limiti di potenza.

❖ **Decreto Legislativo 210/2021: recepimento della direttiva IEM**

A poche settimane dalla pubblicazione in Gazzetta ufficiale del dlgs di recepimento della direttiva rinnovabili, nell’ordinamento italiano arriva un altro importante provvedimento: il dlgs n. 210 dell’8 novembre 2021 che attua la direttiva 2019/944 sul mercato interno dell’energia elettrica. Oltre a stabilire le regole per la generazione, la trasmissione, la fornitura e lo stoccaggio dell’energia elettrica, la direttiva europea disegna il profilo delle comunità energetiche dei cittadini. Pubblicato in Gazzetta ufficiale l’11 dicembre 2021, il dlgs che recepisce la direttiva europea entrerà in vigore il 26 dicembre 2021, con quasi un anno di ritardo rispetto alla tabella di marcia prevista da Bruxelles. Il termine per adeguare l’ordinamento nazionale alla norma UE, infatti, era il 30 dicembre 2020. Per questo a febbraio 2021 la Commissione europea ha avviato una procedura di infrazione nei confronti dell’Italia per il mancato recepimento della direttiva.

La direttiva europea 944/2019 ha come obiettivo quello di favorire la partecipazione attiva dei consumatori alla transizione energetica. Ed ecco infatti che punto nevralgico del provvedimento è incentrato sui cosiddetti clienti attivi (si veda art. 3 comma 2 del Decreto Legislativo 210/2021), intesi come clienti finali o un gruppo di utenti all’interno di uno stesso edificio o condominio che agiscono collettivamente e che dotati di impianti di produzione energetica, svolgono l’attività di produzione di energia per il proprio consumo, accumulo o vendita di energia autoprodotta [20]; in altri termini si tratta di clienti/utenti che grazie a quanto previsto dal dlgs di recepimento della direttiva 2019/944 possono partecipare al mercato elettrico (meccanismi di flessibilità compresi) individualmente, in forma aggregata o tramite comunità dell’energia [20].

Tuttavia, alla stregua delle recenti novità, per evitare di fare confusione tra le diverse tipologie di *Energy Communities*, è bene rivedere le definizioni offerte dalla direttiva europea; nell’ottica del legislatore europeo, infatti, esistono, come già sopra ricordato, Comunità Energetica dei Cittadini e Comunità di Energia Rinnovabile. In particolare, emerge che le:

- **Comunità Energetiche dei Cittadini (CEC)** - oggetto del dlgs di recepimento della direttiva 2019/944 - gestiscono l’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e non;
- **Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)** - al centro della direttiva 2018/2001, meglio nota come direttiva rinnovabili o Red II, nonché del Decreto Legislativo n. 199/2021 - gestiscono energia sotto varie forme ma necessariamente da fonte rinnovabile.

Tabella 1: Riepilogo delle differenze tra CER e CEC

Forme di comunità:	CER	CEC
<b>AMBITO DI OPERATIVITÀ GEOGRAFICA</b>	Conserva il legame con l’organizzazione di comunità locali in prossimità di progetti relativi alle energie rinnovabili di proprietà ed oggetto di sviluppo di tale comunità.	Non vincola la comunità alle immediate vicinanze o alla stessa posizione geografica tra il luogo di produzione e quello di consumo.
<b>TIPO DI ATTIVITÀ</b>	Fanno riferimento a tutte le tipologie di energie provenienti solo da fonti rinnovabili.	Operano nel settore della sola tipologia Energia elettrica, sia di origine fossile che rinnovabile.

<b>PARTECIPANTI</b>	Hanno un numero di membri più limitato e consentono l'adesione solo alle persone fisiche, alle autorità locali e alle micro, piccole e medie imprese la cui partecipazione non costituisce la loro attività economica primaria.	Qualsiasi attore può partecipare a una comunità energetica cittadina, purché i soci o gli azionisti che sono impegnati in attività commerciali su larga scala e per i quali il settore energetico costituisce un'area primaria di attività economica non esercitino alcun potere decisionale. Possono parteciparvi le persone fisiche, le autorità locali e le micro, piccole, medie e grandi imprese.
<b>AUTONOMIA</b>	Una CER dovrebbe essere in grado di conservare la propria autonomia dai singoli membri e da altri attori tradizionali del mercato che partecipano alla comunità come soci o azionisti.	La definizione di comunità energetiche dei cittadini non prevede l'autonomia, ma i poteri decisionali dovrebbero essere affidati solo ai membri o agli azionisti che non sono impegnati in grandi attività commerciali su larga scala e per la quale il settore energetico non costituisce un'area primaria o un'attività economica.
<b>CONTROLLO EFFICACE</b>	Possono essere assoggettate ad un efficace controllo da parte di micro, piccole e medie imprese	Le CEC escludono le medie e grandi imprese che non siano in grado di esercitare un controllo efficace.

Fonte: elaborazione propria

#### Ma come si costituiscono le comunità energetiche dei cittadini?

Sia i clienti attivi che agiscono collettivamente sia i membri/soci delle comunità energetiche dei cittadini regolano i loro rapporti tramite un contratto di diritto privato.

Per dare vita a una Energy Community di questo tipo occorre rispettare alcune condizioni (*si veda art. 14 del Decreto legislativo 210/2021*):

- la partecipazione è volontaria ed aperta a tutti i soggetti interessati;
- i membri o soci della comunità mantengono tutti i diritti e gli obblighi legati alla loro qualità di clienti civili o di clienti attivi;
- la comunità può partecipare agli ambiti costituiti dalla generazione, dalla distribuzione, dalla fornitura, dal consumo, dall'aggregazione, o dallo stoccaggio dell'energia elettrica o dalla prestazione di servizi di efficienza energetica, di ricarica dei veicoli elettrici o di altri servizi energetici;
- la comunità energetica dei cittadini è un soggetto di diritto privato che può assumere qualsiasi forma giuridica, fermo restando che il suo atto costitutivo deve individuare quale scopo principale il perseguimento, a favore dei membri o dei soci o del territorio in cui opera, di benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, non potendo costituire i profitti finanziari lo scopo principale della comunità;
- la comunità è responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa tra i suoi partecipanti.
- La condivisione dell'energia elettrica è consentita nell'ambito delle comunità energetiche e dei clienti attivi che agiscono collettivamente nel rispetto di alcune condizioni:
- l'energia è condivisa nell'ambito della porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa zona di mercato;
- l'energia condivisa è pari, in ciascun periodo orario, al valore minimo tra quello dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti e quello dell'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti associati;
- l'energia può essere condivisa anche attraverso impianti di stoccaggio;

- gli impianti di generazione e di stoccaggio dell'energia elettrica oggetto di condivisione tra i partecipanti alle comunità energetiche dei cittadini devono risultare nella disponibilità e nel controllo della comunità energetica dei cittadini [21]. Tuttavia, la gestione, ivi compresi l'installazione, il funzionamento, il trattamento dei dati e la manutenzione, può essere demandata ad un soggetto terzo, ivi compreso il proprietario dell'impianto di generazione, fermi restando i poteri di indirizzo e controllo in capo alla comunità (art. 14, comma 3, lett. D, del decreto in esame). Sull'energia prelevata dalle reti pubbliche, compresa quella condivisa, si applicano gli oneri generali di sistema.

Alla luce di quanto sopra esposto, rileva precisare che per conoscere gli effetti che avrà in concreto l'attuazione dei due Decreti legislativi oggetto di disamina, nonché i dettagli circa il funzionamento delle comunità energetiche e le misure di regolamentazione per i clienti attivi che agiscono collettivamente, non resta che attendere i provvedimenti di ARERA.

### 3.5. Il ruolo cruciale degli enti pubblici nelle comunità energetiche

Come si evince dalla definizione di comunità energetica, contenuta nella direttiva comunitaria sopra menzionata, le amministrazioni comunali o meglio gli enti locali, sono espressamente tenute ad avere un ruolo attivo. Vi è, infatti, un terreno comune tra ente locale e comunità energetica. Da un lato, l'ente è chiamato a perseguire l'interesse pubblico e la promozione del bene comune. Dall'altro, le comunità energetiche hanno obiettivi e una natura giuridica che le rende affini agli interessi dell'ente.

Da definizione, infatti, la comunità energetica deve avere come obiettivi quelli di *“fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità”* ed una natura giuridica quale, *associazione, ente del terzo settore, cooperativa, cooperativa benefit, consorzio, partenariato, organizzazione senza scopo di lucro*. Vengono infatti ricondotte dal legislatore nel novero degli *enti no profit*, e sono protese non solo all'interesse economico dei membri ma anche ad un più ampio beneficio ambientale e sociale, o meglio andando oltre i confini della singola comunità energetica e estendendosi alla comunità locale. In questo senso, lo strumento delle comunità energetiche viene a coniugarsi con le finalità di un ente locale e si presta ad essere un utile strumento di azione innovativa per le politiche di sostenibilità, in termini di efficienza e transizione energetica. Proprio con riguardo al profilo della transizione energetica, l'affermarsi delle comunità energetiche sul territorio ha avuto un impatto positivo nell'incremento dell'installazione di impianti di produzione rinnovabile. Molti comuni perseguono l'ambizioso obiettivo di avere nel territorio una produzione di energia rinnovabile pari alla quantità di energia consumata, ed alcuni comuni in Italia hanno già raggiunto questo traguardo (es. Rapporto dei Comuni Rinnovabili di Legambiente). Il Comune può prevedere ulteriori incentivi o porsi come supervisore offrendo *un quid pluris* in termini di *reliability* del progetto [16].

Scheda 12: Ruolo dell'ente locale come titolare di impianti di produzione

Focus sul Ruolo dell'ente locale come titolare di impianti di produzione

Molti sono i contributi stanziati da MISE e Regioni a favore dei comuni per progetti nel campo dell'efficientemente energetico e, di conseguenza, sempre più diffusi sono gli enti locali dotati di impianti di produzione di energia rinnovabile. Le comunità energetiche consentono ai Comuni un utilizzo sinergico con il territorio di questi impianti ed estendendo la loro efficacia a diversi ambiti come i servizi sociali, l'urbanistica e la produttività. Nelle politiche sociali le comunità energetiche possono essere uno strumento per contrastare la povertà energetica. L'ente locale titolare di impianti rinnovabili ha la possibilità di costituire specifiche comunità idonee e protese a consentire l'accesso all'energia a soggetti indigenti sostituendo così forme di sussidio diretto nel pagamento della bolletta con un accesso diretto e agevolato all'energia. Vi sono alcuni comuni che hanno avviato progetti di *social housing*, che prevedono l'utilizzo di comunità energetica per condividere l'energia prodotta, promuovere forme di solidarietà elettrica e abbattere il costo dell'energia a cittadini in difficoltà.

Fonte: elaborazione propria

La promozione delle comunità energetiche per un ente locale può inoltre essere il mezzo per declinare il principio di sussidiarietà nelle politiche di sostegno all'associazionismo locale e al terzo settore. Poiché le comunità energetiche devono essere per definizione *no profit*, potranno essere proprio le realtà del terzo settore i primi soggetti strutturate a recepire questo nuovo strumento.

#### Scheda 13: La doverosa promozione del ruolo degli enti locali nella Comunità Energetica

##### La doverosa promozione del ruolo degli enti locali nella Comunità Energetica

Dal punto di vista dello sviluppo del territorio e del tessuto produttivo lo strumento comunità energetiche si presta a essere utilizzato dall'ente per promuovere e sostenere un distretto del commercio o un'area artigianale, o in ambito urbanistico come strumento per riqualificare una determinata area. È bene evidenziare che, per quanto le comunità energetiche vengono considerate spesso connesse ad impianti fotovoltaici, invero esse possono alimentarsi ad una più ampia categoria di impianti, che sovente possono trovare ostacoli nella comunità locale. In questo contesto, le comunità energetiche possono essere uno strumento per utility *in house*, al fine di condividere con il territorio e redistribuire i benefici derivanti da installazioni di impianti rinnovabili

Fonte: elaborazione propria

Ergo, quella delle comunità energetiche rinnovabili si conferma una sfida importante per gli enti locali. Una sfida che oggi emerge nel quadro della sostenibilità, in cui l'ente locale deve essere idoneo ad usare le risorse per produrre ricchezza e prosperità duratura sul territorio, evitando che prefiguri il paradosso di investire risorse importanti in progetti di sostenibilità che, per quanto "green", non si rivelino poi sostenibili in un arco temporale potenzialmente lungo.

### 3.6. La doverosa promozione delle comunità di energia rinnovabile italiane

Come più volte precisato, nel nostro paese è auspicabile che il legislatore intervenga predisponendo una disciplina italiana delle CER, contenente una serie di regimi di sostegno e di promozione di queste comunità [17].

In via esemplificativa, alcune delle possibili modalità di promozione sono le seguenti:

- specifici finanziamenti agevolati e/o erogazioni a fondo perduto per promuovere la costituzione delle CER;
- ricerche (finanziate in tutto o in parte con fondi pubblici) tese a sperimentare progetti sostenibili di energia comunitaria;
- programmi di promozione territoriale, specialmente in zone svantaggiate, come alcuni territori montani;

- azioni volte a promuovere l'ingresso tra i membri delle CER degli enti pubblici locali, il che, già de iure condito, gode di un particolare favore, se è vero che, in forza dell'art. 4, settimo comma, d. lgs. 19 agosto 2016, n. 15, le amministrazioni pubbliche sono legittimate ad entrare in società con personalità giuridica «aventi per oggetto sociale prevalente ... la produzione di energia da fonti rinnovabili». Tra le varie azioni è auspicabile promuovere schemi di convenzioni tra la CER e gli enti pubblici locali, predisposti a livello nazionale e/o regionale (o provinciale in Trentino-Alto Adige/Sudtirolo), nonché l'attribuzione (mediante comodato, concessione o locazione a canone agevolato) di aree e di beni immobili (anche appartenenti a enti pubblici), i quali siano inutilizzati o utilizzati in modo non ottimale, di modo da poterli recuperare e riusare con finalità di interesse generale. Inoltre, è bene favorire semplificazioni relative a procedimenti amministrativi (tra cui quelli relativi a contratti di appalto e di concessione) d'interesse per le CER, specialmente quelli relativi a impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili che non siano di grosse dimensioni (come, ad esempio, quelli classificabili come mini, micro o piccolo idroelettrico);
- forme di co-programmazione e di co-progettazione tra le CER e le amministrazioni pubbliche (similmente a quanto è stato pensato per gli enti del Terzo settore ai sensi dell'art. 55 d. lgs. n. 117/2017), al fine di concepire progetti condivisi ed efficienti di energia comunitaria; si tratta di forme, alternative a quelle dirigistiche (caratterizzate, da un lato, dalla pubblica amministrazione che progetta e decide e, dall'altro lato, dai soggetti di diritto privato che si limitano ad eseguire) o competitive (proprie del Codice dei contratti pubblici);
- modificazione o eliminazione delle regole che risultano negativamente discriminatorie per le CER (come quelle in materia di garanzie richieste per partecipare a determinati mercati energetici, spesso parametricate in modo da essere sostenibili solo per gli imprenditori energetici di grosse dimensioni);
- un completo riassetto dell'intricata disciplina delle reti private, visto lo stretto legame tra le comunità energetiche e la generazione distribuita (o decentrata) dell'energia [18] e tenuto conto del fatto che le comunità in parola possono offrire ai propri membri le attività di distribuzione e di scambio di energia;
- prevedere un particolare trattamento tributario, il quale potrebbe aggiungersi, eventualmente adattandolo, a quello previsto per le cooperative a mutualità prevalente e/o per le imprese sociali;
- specifici regimi di sostegno (in favore non già genericamente della produzione energetica da fonti rinnovabili [19], bensì specificatamente) delle CER che aiutino le persone fisiche in condizioni di povertà energetica, tenuto conto anche del prossimo abbandono (dal 1° gennaio 2022) del servizio cosiddetto di maggior tutela (comportante cioè l'abolizione delle tariffe elettriche e del gas);
- risparmi a favore dei consumatori elettrici delle CER, relativamente ai componenti della bolletta elettrica diversi dai servizi di vendita, dai servizi di rete e dalle imposte [20], in base ad un'analisi costi/benefici che sia sviluppata dai pubblici poteri in modo trasparente e con una partecipazione attiva.
- Pertanto, va infine rilevato che nel predisporre i regimi di sostegno e di promozione delle CER, potranno giocare un ruolo cruciale le legislazioni regionali o/e quelle provinciali. Queste legislazioni, tuttavia non potranno modificare i tratti privatistici della CER contenuti nel diritto unionale, così come saranno recepiti dal legislatore statale; tanto si evidenzia proprio in forza della disposizione contenuta all'art. 117, comma 2, lett. l), Cost...

#### 4. APPROFONDIMENTO: LA COOPERAZIONE ENERGETICA COME LA FORMA GIURIDICA DELL'AGGREGATORE

Con riferimento alla forma giuridica dell'aggregatore, la più collaudata ed applicata in ambito Europeo è quella della COOPERATIVA ENERGETICA, che ricorre quando la persona giuridica persegue il proprio scopo mutualistico mediante scambi aventi ad oggetto la cessione di energia ai soci (con l'aggiunta eventuale di altri servizi connessi con la produzione e il consumo di energia).

Questo modello imprenditoriale (non può esservi infatti cooperativa senza impresa, sia nel nostro ordinamento sia in quello dell'Unione europea) è, tra le forme di cooperazione energetica, in grado di bilanciare gli interessi coinvolti nell'esercizio duraturo di imprese energetiche (essenzialmente, quelli degli utenti, dei finanziatori, dei lavoratori e dei creditori sociali) e dunque dovrebbe essere visto con un occhio di riguardo dal regolatore. In tal modo il consumatore si trasforma in (auto)produttore di beni e/o servizi di cui ha bisogno; pertanto, la cooperativa consente al consumatore di tutelare i propri interessi economici senza alcuna intermediazione.

Il socio consumatore può essere astrattamente chiunque, e pertanto anche una persona fisica o un imprenditore; quest'ultima distinzione è utile, ad esempio, se si vogliono promuovere modelli organizzativi rivolti solo ad acquirenti di energia per uso domestico o solo a imprenditori di piccole dimensioni, come gli artigiani (così attuando, nel caso del regolatore, l'art. 45, comma 2, Cost.), orientanti al perseguimento di un fine consortile. Naturalmente, in presenza di soli soci consumatori che siano imprenditori, la cooperativa energetica perseguirà, contestualmente, uno scopo mutualistico e uno consortile, essendo il secondo una specie del primo.

La cooperativa, se si limita ad acquistare energia per venderla ai propri soci, avrà di regola bisogno di investimenti inferiori rispetto alla cooperativa che anche produce energia. Tuttavia, in entrambi i casi, gli investimenti saranno cruciali nella fase di avvio dell'impresa, o per costruire (o acquistare o affittare) gli impianti di produzione o per implementare l'organizzazione aziendale/societaria; quest'ultima, infatti, deve essere in grado di gestire una significativa quantità di clienti finali tale da permettere, in un primo tempo, di sostenere i costi aziendali nella fase di avvio e, in un secondo tempo, di realizzare utili. Ciò detto, oltre alla richiamata cooperativa energetica, sempre a proposito della forma giuridica che in concreto può assumere una comunità energetica, nel corso della nostra attività di indagine, è emersa di particolare interesse anche quella dell'associazione, la quale merita una breve ma puntuale disamina.

Sul punto, si evidenzia che quando si parla di associazione o di ente associativo, è bene distinguere le associazioni riconosciute da quelle non riconosciute. Tale discriminazione rileva particolarmente con riferimento al regime patrimoniale che viene in rilievo.

Scheda 14: Caratteristiche Associazioni Riconosciute e NON Riconosciute

Associazioni RICONOSCIUTE	Associazioni NON RICONOSCIUTE
Un'associazione <b>riconosciuta</b> è un'associazione identificata con specifici atti dagli organi dello Stato, ad esempio il Presidente della Repubblica, o per decreti di un determinato ministero.	Un'associazione <b>NON riconosciuta</b> è un ente associativo privo di personalità giuridica, e che gode di un regime patrimoniale detto di "autonomia patrimoniale imperfetta".

<p>Il riconoscimento può avvenire anche a livello locale, per mezzo delle prefetture che hanno sede in ogni provincia italiana, oppure anche dalle regioni. Il riconoscimento si ottiene di solito su richiesta e fa sorgere in capo all'ente stesso la personalità giuridica.</p> <p>Si deve stipulare l'atto costitutivo per atto pubblico davanti a un notaio. In un momento successivo si deve registrare lo Statuto presso gli uffici dell'Agenzia delle Entrate e si deve richiedere il riconoscimento della personalità giuridica alla Prefettura competente.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Requisito indispensabile per il riconoscimento della personalità giuridica è la disponibilità di un patrimonio adeguato al raggiungimento dello scopo e idoneo a soddisfare le eventuali pretese di terzi.</li> <li>- Regime patrimoniale: autonomia patrimoniale perfetta, vale a dire, che per le obbligazioni contratte in nome e per conto dell'associazione, i soci rispondono nei limiti delle loro quote.</li> <li>- I terzi creditori non si possono rivalere sul patrimonio personale dei soci.</li> </ul> <p>Le associazioni riconosciute possono svolgere anche attività commerciale, a condizione che i ricavi non siano distribuiti tra i soci come utili ma riutilizzati nell'ambito dell'attività dell'ente, perché, come scritto sopra, le associazioni non possono avere scopo di lucro, che deve essere ritenuto uno dei tratti distintivi dell'associazione rispetto alle società. Hanno l'obbligo di redazione del bilancio d'esercizio e sono suscettibili di fallimento.</p>	<p>Infatti, il patrimonio del singolo socio dell'associazione può essere aggredito se il patrimonio dovesse essere insufficiente, oppure, se lo stesso abbia agito in nome dell'associazione.</p> <p>In particolare:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- In relazione all'identità del tipo contrattuale l'analitica disciplina delle associazioni riconosciute è applicata anche alle associazioni non Riconosciute;</li> <li>- I punti nei quali a disciplina diverge sono quelli sulla registrazione e l'autonomia patrimoniale perché gli amministratori delle associazioni riconosciute, a differenza delle non riconosciute, sono esenti da personale responsabilità connessa alle obbligazioni assunte in nome e per conto dell'ente;</li> <li>- L'atto costitutivo di un'associazione non riconosciuta è un contratto, ma a differenza delle associazioni riconosciute la forma è libera, vale a dire, non è richiesto l'atto pubblico e neanche l'atto scritto, a meno che non lo prevedano leggi speciali;</li> <li>- Oltre alla responsabilità dell'associazione che risponde con il fondo comune, c'è anche una responsabilità personale e solidale di coloro che hanno agito in nome e per conto dell'associazione stessa;</li> <li>- Non vige l'obbligo di bilancio, ma l'ente è tenuto solo alla redazione del rendiconto all'esito di ogni annualità.</li> </ul> <p>hanno la capacità giuridica e di agire, sono titolari di diritti personalissimi e patrimoniali e possono acquistare e alienare beni senza nessun controllo.</p>
--	--

Fonte: elaborazione propria

Alla stregua delle differenze evidenziate, risulta palesemente più compatibile con le peculiarità che caratterizzano le comunità energetiche, la forma giuridica dell'associazione riconosciuta, dotata in quanto tale di personalità giuridica, considerato che la disciplina giuridica applicabile mira a porsi a garanzia della veridicità e solennità del momento partecipativo oltre a favorire un sempre più crescente coinvolgimento attivo degli enti pubblici (locali e non), i quali sarebbero maggiormente incentivati dai ridotti costi da sostenere per la partecipazione.

Per una più approfondita disamina della forma giuridica della cooperativa energetica si rimanda [APPENDICE D](#), invece per le proposte di statuto di una comunità energetica sia nella forma di cooperativa che di associazione riconosciuta nonché per uno schema di regolamento interno, si rinvia [APPENDICE E](#).

## 5. ANALISI DEL QUADRO REGOLATORIO DI PARTECIPAZIONE AGLI AGGREGATI AI MERCATI

Di seguito, viene focalizzata l'attenzione sull'analisi del quadro regolatorio relativo alle delibere alla base della riforma del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) in Italia.

### 5.1. Quadro Regolatorio in Italia

In recepimento delle direttive CE e delle indicazioni della COP21, la Strategia Energetica Nazionale (SEN2017) prevede azioni volte a rendere il sistema energetico nazionale più competitivo, sostenibile (contribuendo alla decarbonizzazione) e sicuro (rafforzando l'indipendenza energetica del Paese e la flessibilità dell'offerta). I target SEN2017 e PNIEC (Piano Nazionale per l'Energia e il Clima) impongono una massiccia diffusione delle FER che dovrà condurre alla copertura, con fonti rinnovabili, di circa un terzo dei consumi energetici complessivi entro il 2030 (target SEN: 28% al 2030; target PNIEC: 30% al 2030). Tale valore si traduce in un incremento complessivo di FER del 75% in termini di potenza installata al 2030, corrispondenti a circa 40 GW nel periodo 2017-2030 (da 53.2 GW del 2017 a 93.2 del 2030) [21].

La decarbonizzazione, quindi, passa per un aumento di Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), il cui impatto non può ritenersi trascurabile per il sistema elettrico. Il mantenimento di un adeguato livello di affidabilità del sistema elettrico in corrispondenza dei nuovi scenari energetici prospettati dai piani energia e clima richiede necessariamente il ricorso a risorse supplementari di regolazione. Incrementare la quota di carico coperta da FRNP, infatti, equivale a ridurre la necessità di produzione da impianti convenzionali e, conseguentemente, anche a diminuire la disponibilità di potenza «in linea» utilizzabile per la regolazione. Parallelamente la maggiore presenza di fonti aleatorie accresce il grado di incertezza sulle immissioni effettive in rete e la necessità di seguire le rampe di carico durante gli orari di rapida riduzione della generazione da FRNP. Il gestore di trasmissione è, quindi, costretto a tenere «a caldo» impianti convenzionali per le attivazioni di regolazione; tali impianti potrebbero essere spenti con un assetto normativo diverso con evidenti vantaggi sia economici che ambientali. Le attuali regole di dispacciamento (Delibera ARERA<sup>1</sup> n. 111/06), infatti, prevedono che solo gli impianti programmabili di taglia superiore a 10 MVA (impianti rilevanti), quali le centrali termoelettriche e l'idroelettrico di grande taglia, possano partecipare alla regolazione del sistema elettrico. In un Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) con queste regole, per rispondere alle criticità dei nuovi scenari energetici, sarebbero richiesti investimenti supplementari in impianti rilevanti convenzionali per accrescere il margine di riserva con evidente significativo incremento di costi per il TSO e, conseguentemente, per la collettività. **Diviene, pertanto, fondamentale un riassetto delle attuali modalità di funzionamento del MSD che abiliti la partecipazione effettiva di nuove risorse distribuite sia di generazione che di carico (FER, generazione distribuita, sistemi di accumulo e domanda) alla regolazione del sistema.**

Il mercato MSD, in particolare, è il mercato fisico su cui il gestore della rete di trasmissione nazionale, Terna SpA, si approvvigiona delle risorse energetiche essenziali per la stabilità e la sicurezza della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). Terna, in particolare, attraverso un processo di ottimizzazione, assicura la stabilità della rete definendo le azioni da attuare (es. modulazioni e ripristino di riserva primaria, secondaria, terziaria) in funzione della disponibilità di risorse (es. flessibilità della generazione) e dei vincoli da rispettare. Attualmente, è possibile

---

1 - Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

distinguere tra servizi messi «a mercato» dal gestore di rete e servizi approvvigionati «fuori mercato» che devono essere erogati in maniera obbligatoria, in accordo con specifiche prescrizioni tecniche.

Più in dettaglio, rientrano tra i servizi a mercato MSD:

- Riserva Secondaria
- Riserva Terziaria
- Risoluzioni congestioni in fase di programmazione
- Bilanciamento

Non sono ammessi al mercato MSD i seguenti servizi:

- Riserva Primaria di Frequenza
- Regolazione Primaria di Tensione
- Regolazione Secondaria di Tensione
- Rialimentazione del sistema
- Telescatto
- Rifiuto del Carico
- Interrompibilità del Carico

A partire dalla consultazione del 2013 (tabella 1), si è avviato il processo di riforma del servizio di dispacciamento e, con la delibera ARERA 300/2017/R/eel, si è intrapresa la fase di sperimentazione dell'apertura del MSD a nuovi fornitori di servizi di regolazione. Una sintesi del percorso di transizione verso nuove regole di dispacciamento è riportata in *Tabella 2*.

**Tabella 2: Provvedimenti normativi per la partecipazione al MSD**

PROVVEDIMENTI E CONSULTAZIONI per il MSD	
<b>Documento di consultazione 354/2013/R/eel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inizio del dibattito pubblico per la riforma del servizio di dispacciamento;</li> <li>• Argomenti principali riguardanti la gestione della Generazione Distribuita (GD) e delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP).</li> </ul>
<b>Delibera 393/2015/R/eel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inizio dei procedimenti normativi, atti alla riforma della regolazione del servizio di dispacciamento;</li> <li>• Avvio del progetto riguardante la Riforma del Dispacciamento Elettrico (RDE).</li> </ul>
<b>Documento di consultazione 298/2016/R/eel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inizio delle attività per la riforma del MSD;</li> <li>• Inizio delle attività per l'apertura del mercato alla GD e alle FRNP.</li> </ul>
<b>Delibera 300/2017/R/eel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prima apertura del MSD alla domanda elettrica e alle unità da fonte rinnovabile non ancora abilitate e ai sistemi di accumulo;</li> <li>• Avvio dei progetti pilota, precedenti alla stesura del Testo Integrato Dispacciamento Elettrico (TIDE) coerente con il Balancing Europeo.</li> </ul>

<p><b>Delibera 372/2017/R/eel</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Approvazione del regolamento, indetto da Terna, per il progetto pilota per la partecipazione della domanda al MSD;</li> <li>• Modifiche alla delibera 300/2017/R/eel.</li> </ul>
<p><b>Documento di consultazione 322/2019/R/eel</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ARERA illustra i propri orientamenti sulla futura riforma del dispacciamento elettrico, indicando le possibili misure finalizzate all'individuazione delle principali linee di intervento per l'evoluzione del servizio di dispacciamento nei nuovi scenari energetici e al completamento dell'integrazione dei mercati italiani con quelli degli altri paesi europei.</li> </ul>

Fonte: 'Analisi dello stato attuale e delle possibili evoluzioni dei mercati elettrici in Italia' [22]

La delibera **300/2017/R/eel**, in particolare, ha introdotto la possibilità, per le risorse distribuite, di partecipare in forma aggregata attraverso le cosiddette Unità Virtuali Abilitate, coordinate da una nuova figura controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento (Balancing Service Provider o aggregatore – soggetto che si occupa di presentare le offerte su MSD per i servizi di regolazione e di ripartirlo tra le unità che costituiscono l'aggregazione in corrispondenza di ordini di dispacciamento da parte di Terna). In particolare, in esito alla consultazione relativa al documento 298/2016/R/eel, e, in vista della redazione del nuovo testo integrato del Dispacciamento elettrico, la delibera 300/2017/R/eel ha abilitato la partecipazione al MSD delle unità di consumo e di quelle di produzione, ad oggi non abilitate (ivi inclusi i sistemi di accumulo che sono equiparati alle unità di produzione), sotto forma di **progetti pilota**. Questi ultimi, in particolare, consentono di testare sul campo soluzioni avanzate di gestione delle reti elettriche di distribuzione in ottica di transizione verso le reti smart.

La delibera 300/2017/R/eel precisa che:

*(...) nella fase di attuazione pilota, vengono previsti progetti pilota condotti secondo criteri procedurali armonizzati, individuati da Terna, anche su proposta degli operatori del settore. La delibera definisce che i progetti pilota possono riguardare:*

- la partecipazione a MSD della domanda e delle unità di produzione ad oggi non abilitate (ivi inclusi i sistemi di accumulo che sono equiparati alle unità di produzione);
- l'utilizzo di **sistemi di accumulo**, in particolare in abbinamento a unità di produzione rilevanti abilitate alla partecipazione a MSD al fine di ottimizzare la fornitura di risorse di dispacciamento nel rispetto dei requisiti previsti dal Codice di rete;
- le modalità di aggregazione delle unità di produzione e di consumo, secondo perimetri geografici di aggregazione in coerenza con il modello di rete utilizzato dall' algoritmo per la selezione delle offerte accettate su MSD in modo tale che la movimentazione delle unità non violi i vincoli di rete. Con riferimento alle possibili aggregazioni, la delibera prevede che possono essere costituiti aggregati, denominati UVA (unità virtuali abilitate) nel rispetto dei perimetri definiti da Terna e, in particolare:
  - unità virtuali abilitate di produzione (**UVAP**), caratterizzate dalla presenza di sole unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo;
  - unità virtuali abilitate di consumo (**UVAC**), caratterizzate dalla presenza di sole unità di consumo;
  - unità virtuali abilitate miste (**UVAM**), caratterizzate dalla presenza sia di unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo, sia di unità di consumo;
  - unità virtuali abilitate nodali (**UVAN**), caratterizzate dalla presenza di unità di produzione rilevanti oggetto di abilitazione volontaria e/o non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), ed eventualmente anche di unità di consumo, sottese allo stesso nodo della rete di trasmissione nazionale;
- le modalità per la remunerazione dei servizi ancillari attualmente non remunerati esplicitamente (ad esempio, la regolazione di tensione); sono quindi esclusi i servizi di riserva primaria, riserva secondaria, riserva terziaria, risoluzione delle congestioni e bilanciamento.

La delibera ha, quindi, reso possibile la partecipazione, al momento in forma aggregata, di unità di produzione non rilevanti (inclusi i sistemi di accumulo, stand alone o abbinati a unità di produzione non rilevanti e/o a unità di consumo) e di unità di consumo, allargando la platea di possibili fornitori di servizi di regolazione. Le UVAM, che rappresentano attualmente le unità di riferimento per la partecipazione al MSD (avendo inglobato le UVAC e le UVAP), possono offrire sia servizi di flessibilità, sfruttando la contemporanea presenza di unità di produzione e consumo, sia banda di regolazione, non solo attraverso unità di generazione convenzionale, ma anche mediante il ricorso a:

- FER programmabili, sistemi di accumulo e unità di consumo per la regolazione «a salire»;
- FER programmabili e FRNP, sistemi di accumulo e unità di consumo per la regolazione «a scendere».

La partecipazione concreta delle risorse al MSD, fondamentale per fornire al legislatore informazioni utili al successivo adeguamento del quadro regolatorio, viene incentivata mediante conclusione di contratti a termine che garantiscono un premio fisso alle risorse che si rendono disponibili, a fronte dell'impegno ad offrire sul mercato spot risorse a prezzi inferiori ad un determinato valore (strike price pari a 400 €/MWh). In Tabella 3 si

riportano informazioni circa la remunerazione della UVAM secondo le specifiche delle contrattualizzazioni a termine [22].

Tabella 3: Remunerazione UVAM secondo le specifiche delle contrattualizzazioni a termine

<b>Tipologia di allocazione</b>	Asta al ribasso sul premio fisso rispetto a un Cap di 30.000 €/MW/anno (da ripartire sul numero di mesi di efficacia effettiva) - Valorizzazione di tipo «Pay as Bid»
<b>Obblighi di offerta</b>	Offerta su MSD per: 1. un valore almeno pari al valore di potenza contrattualizzato 2. almeno <b>4 ore consecutive nella fascia tra le 14:00 e le 20:00</b> di tutti i giorni dal <b>lunedì al venerdì</b> 3. prezzo non superiore allo « <b>strike-price</b> » di <b>400 €/MWh</b>
<b>Variazioni del corrispettivo Fisso Giornaliero</b>	Il Corrispettivo Fisso Giornaliero è ridotto linearmente e fino ad un valore massimo del 50% qualora l'offerta sia formulata per un quantitativo almeno pari alla Quantità Assegnata per 2 ore consecutive comprese nella fascia tra le ore 14:00 e le ore 20:00.
<b>Corrispettivo fisso</b>	Nel caso in cui il Balancing Service Provider (BSP) non adempia agli obblighi di offerta, Terna non riconoscerà al BSP il Corrispettivo Fisso Giornaliero
	Se l'impegno di offerta non è verificato positivamente per almeno il 70% dei giorni del mese, la remunerazione mensile è comunque pari a zero
	Possono essere valorizzate frazioni di MW
<b>Perdita dei requisiti</b>	Se non mantenuti dal BSP tutti i requisiti previsti e richiesti da Terna
	Se, con riferimento a ciascun prodotto, per almeno un sesto dei mesi di validità del medesimo prodotto, anche non consecutivi, non viene rispettato l'obbligo di offerta per almeno il 70% dei giorni di un mese.
	Se, per almeno 5 volte in un anno solare, l'UVAM non fornisce almeno il 70% del volume di energia richiesto da ordini di dispacciamento Terna.
	Se una o più unità di produzione o uno o più punti di prelievo inclusi all'interno dell'UVAM siano successivamente qualificate al Mercato della Capacità o siano inseriti in un'Unità di Consumo per il Mercato della Capacità

Fonte: elaborazione propria

I primi 10 mesi di sperimentazione delle UVAM hanno individuato circa 1 GW di potenza disponibile (per l'80% assegnato ai mercati Nord e Centro-Nord e per la restante parte al Sud e alle isole italiane). Le assegnazioni sono state effettuate tramite aste al ribasso di tipo 'pay-as-bid'<sup>2</sup> a partire da un corrispettivo annuale fisso pari a 30.000 €/MW/anno. Per il 2019 sono state previste: 1 asta annuale, 3 aste infra-annuali e 12 aste mensili. Il massimo numero di BSP attivi per ciascun mese del 2019, ovvero di aggregatori che hanno partecipato alle procedure di approvvigionamento a termine in ciascun mese, si è registrato ad ottobre 2019 ed è risultato pari

<sup>2</sup> Regola di valorizzazione adottata sul MSD, in base alla quale ciascuna offerta è valorizzata al proprio prezzo di offerta.

a 27 BSP. Su tale totale: 4 BSP dispongono di UVAM con un portafoglio complessivo di dimensioni superiori ai 100 MW, 4 BSP dispongono di UVAM con un portafoglio complessivo di dimensioni intermedie (20 - 100 MW) e 19 BSP dispongono di UVAM con un portafoglio complessivo di dimensioni più ridotte (< 20 MW). A fronte dell'offerta appena descritta, si è registrato un utilizzo effettivo delle risorse disponibili da parte di Terna piuttosto limitato. Infatti, sono stati movimentati, a seguito di ordini di dispacciamento inviati dal gestore, circa 600 MWh (94% a salire e 6% a scendere) [23]. A questa prima criticità, va aggiunto che le UVAM coinvolte sono risultate di tipo mono-sito, generalmente basate non su risorse di tipo FER. La presenza di un impianto unico di generazione programmabile rende, infatti, più semplice la gestione dell'aggregazione e offre maggiori garanzie verso la capacità di rispondere in maniera efficace all'ordine di dispacciamento inviato da Terna, senza incorrere nei rischi di penalità. **Pertanto, al fine di incentivare la reale partecipazione di UVAM basate su FRNP, sistemi di accumulo e utenze di consumo controllabile sarebbe auspicabile un assetto normativo che differenzi le regole di partecipazione al MSD**, così da consentire di recuperare il gap intrinseco delle aggregazioni di risorse distribuite rispetto alle aggregazioni costituite da soli impianti a fonte convenzionale (es. modificando i tempi massimi di risposta agli ordini di dispacciamento nei due casi). Recuperare tale limite tecnologico «intrinseco» consentirebbe non solo di promuovere una maggiore diffusione delle UVAM basate su FRNP, sistemi di accumulo e unità di consumo favorendo il raggiungimento dei target SEN e PNIEC, ma anche di estendere la filiera energetica (es. partecipazione attiva delle unità di consumo al mercato energetico) e incentivare la nascita di nuove imprese (es. BSP di gestione delle aggregazioni).

## 5.2. Quadro regolatorio in Finlandia

La Finlandia ha disposto diverse iniziative e progetti per consentire l'aggregazione di 'responsive loads' ed attivare programmi di DR in un ampio contesto, incluso anche l'ambito residenziale, con un focus speciale sulla gestione e sul funzionamento intelligente di Smart-Grids ed infrastrutture di distribuzione, sulle risorse attive, sull'integrazione del mercato e su nuovi modelli di business. Altre iniziative e progetti hanno l'obiettivo di definire i requisiti di flessibilità per la pianificazione e il funzionamento dei mercati integrati dell'energia elettrica e del gas, anche perché in Finlandia esiste una importante presenza di carichi termici. Al momento in Finlandia non sono in essere politiche di incentivazioni tali per cui gli operatori del sistema elettrico di distribuzione hanno utilità ed interesse ad attuare programmi di DR. Inoltre, nel quadro regolatorio nazionale, il ruolo dell'aggregatore nel controllo della flessibilità è poco chiaro e gli incentivi sono disponibili solo per i costi operativi nel momento in cui non superano l'1% dei ricavi consentiti. L'aggregazione di impianti di generazione, eventualmente distribuita, è una attività abbastanza comune. L'unico mercato aperto ad aggregatori indipendenti è quello della riserva primaria, mentre negli altri mercati sono necessari accordi con l'utente del dispacciamento. Attualmente esiste un progetto pilota per introdurre gli aggregatori indipendente al mercato dei servizi di regolazione della riserva terziaria. Per un'indagine più approfondita circa il quadro regolatorio della Finlandia, si rimanda [APPENDICE F](#).

### 5.3. Quadro regolatorio in Gran Bretagna

Al momento, la Gran Bretagna sembra essere sprovvista di un vero e proprio mercato dei servizi di bilanciamento poiché il TSO (*National Grid Electricity Transmission*, già *National Grid Company*) acquista i servizi di regolazione primaria, di regolazione secondaria e di regolazione terziaria tramite gare d'appalto e accordi bilaterali. Nel mercato dei servizi di bilanciamento sono ammessi aggregatori di responsive loads e di sistemi di generazione distribuita. Partecipano a questo mercato, principalmente, grandi siti industriali e commerciali, muniti di generatori programmabili e mossi da motori diesel, muniti di processi di lavorazione interrompibili, muniti di grossi impianti di cogenerazione, refrigerazione, condizionamento e illuminazione. Gli aggregatori, nel loro operare nel mercato dei servizi di bilanciamento, non hanno l'obbligo di essere autorizzati o di informare il fornitore del consumatore o del titolare degli impianti in generale; gli aggregatori hanno un contatto diretto con consumatori e titolari, i quali hanno il solo obbligo di informare il fornitore qualora partecipino ad un programma di DR. La effettiva partecipazione degli aggregati di responsive load ai programmi di Demand Response e al mercato dei servizi di bilanciamento è ostacolata da due fattori. Il primo fattore è la frammentazione del mercato dei servizi di bilanciamento (differenti tecnologie e caratteristiche dei vari servizi) mentre il secondo fattore è proprio il quadro regolatorio di riferimento ed i requisiti procedurali e operativi; questo perché sia il quadro regolatorio che i requisiti sono ritenuti non adeguati. Una disamina più approfondita del quadro regolatorio della Gran Bretagna, si rinvia [APPENDICE G](#).

### 5.4. Quadro regolatorio in Francia

Il quadro regolatorio francese consente agli aggregatori indipendenti di stipulare contratti direttamente con i consumatori residenziali, senza la necessità di accordi con i rispettivi fornitori. Già da molti anni, grandi clienti industriali partecipano al mercato per i servizi di bilanciamento; stesso dicasi per l'aggregazione di clienti residenziali, soprattutto grazie ad interessanti progetti pilota svolti dal 2003 al 2007. Nel 2013 la Francia ha istituito il meccanismo denominato *Notification d'echanges de blocs d'effacement* (NEBEF); è questo un meccanismo di demand response di "notifica di scambio di blocco" che consente ai consumatori di partecipare al mercato elettrico tramite la riduzione del carico ai fini della riduzione dei picchi nella domanda di energia elettrica senza la necessità di stipulare contratti bilaterali con l'utente del dispacciamento. Grazie a tale meccanismo, a partire da gennaio 2017 gli utenti con capacità di taglio o riduzione pari almeno a 100kW possono partecipare direttamente al mercato infragiornaliero oltre che al mercato del giorno prima diventando così aggregatori demand response (DRA); al di sotto di questa soglia, la partecipazione è indiretta ed avviene per il tramite di un aggregatore. Al contrario, la fornitura del servizio di regolazione della riserva secondaria richiede la firma di un contratto bilaterale tra consumatori, aggregatori e produttori. Per quanto riguarda il meccanismo della capacità, le regole consentono agli aggregatori di non dover sottoscrivere contratti con i fornitori; allo stesso tempo, è previsto un pagamento dall'aggregatore al fornitore e all'utente del dispacciamento per i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica fornita. Al primo quadrimestre 2020 gli aggregatori di demand response erano 22. Un limite all'aggregazione deriva dal fatto che nei programmi di bilanciamento non è possibile aggregare sia i *Responsive Load* che la generazione all'interno della stessa offerta. Un ulteriore ostacolo all'aggregazione della domanda è la mancanza di un numero massimo di attivazione del servizio durante un

giorno o un anno e molte fonti di flessibilità, quali il riscaldamento elettrico che avrebbe un grande potenziale, sono escluse dal mercato nel momento in cui possono fornire riserva secondaria solo nelle ore di punta. Un altro problema è la prequalifica effettuata a livello di prestazione che può essere garantita dall'aggregatore, per cui ogni aggregatore deve soddisfare tutti i requisiti tecnici tipicamente richiesti a generatori di grandi dimensioni. Per un approfondimento del contesto normativo vigente in Francia, si rimanda [APPENDICE H](#).

### 5.5. Quadro regolatorio in Germania

Fino all'inizio del 2018, ogni aggregatore indipendente poteva offrire la flessibilità di un consumatore al mercato previa contrattazione con più parti: consumatori, TSO, DSO, utenti del dispacciamento. Tale contesto non poteva evolvere nel verso desiderato poiché nessun utente del dispacciamento aveva interesse a sottoscrivere l'accordo in quanto l'aggregatore era un soggetto che offriva un servizio agli utenti, quindi, era un possibile concorrente. Ed ecco che, dall'inizio del 2018, gli aggregatori indipendenti non hanno più l'obbligo di un accordo con l'utente del dispacciamento. Ed infatti già a luglio 2018, le società pre-qualificate a fornire servizi erano ben 59; In realtà, l'atteso incremento non c'è stato. I sistemi di accumulo partecipano quasi esclusivamente ai servizi di regolazione primaria. La partecipazione dei 'responsive loads' è ancora bassa; il fattore maggiormente limitante sono gli schemi di tariffazione che incentivano profili al POD regolari o standardizzati, disincentivando così la flessibilità. Dal 2015 gli aggregatori possono anche optare per l'energy sharing cioè la mutua compensazione dei consumi e della generazione di utenti dotati di un impianto fotovoltaico e/o di un sistema di accumulo (vedi *Sonnen e Senec*). L'analisi più specifica del quadro regolatorio tedesco si rinvia [APPENDICE I](#).

## 6. ANALISI DEL "DCO 322/2019 ARERA"

In un contesto di rapida e continua evoluzione degli scenari di riferimento per il sistema elettrico, dovuto alla sempre crescente integrazione delle fonti di energia rinnovabile e della generazione distribuita, il Documento per la Consultazione (DCO) 322/2019/R/EEL, emesso dall'Autorità di Regolazione (ARERA), mira a rinnovare ed adeguare la regolazione delle attività di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato dei servizi di dispacciamento italiani al fine di garantire la sicurezza e l'efficienza del sistema elettrico stesso.

In vista del raggiungimento degli obiettivi stabiliti dall'UE nel quadro 2030 per il clima e l'energia, considerate le potenzialità offerte dalle risorse di flessibilità distribuite sul territorio, si rende necessaria una riforma del servizio di dispacciamento sia nelle modalità di partecipazione alla regolazione che nelle modalità di remunerazione, affinché si possano efficacemente abilitare al processo tutte le risorse disponibili ed economicamente convenienti, a beneficio dell'efficienza complessiva del sistema e del relativo mercato.

Diverse sono state negli ultimi anni le azioni regolatorie in Italia atte a incrementare l'integrazione delle fonti rinnovabili e della generazione distribuita nel sistema elettrico. Dal punto di vista squisitamente tecnico nel 2008, per i soli impianti eolici di nuova realizzazione e di maggiore potenza, è stata introdotta l'obbligatorietà della prestazione di servizi di rete (per es. riduzione della potenza in caso di necessità, insensibilità ai buchi di tensione). Nel 2012 invece è stata resa obbligatoria l'installazione sugli impianti di Generazione Distribuita (GD) di dispositivi per prevenire la disconnessione a fronte di esigue variazioni della frequenza di rete. Per quanto

riguarda lo sviluppo delle infrastrutture, dal 2011 sono stati promossi progetti pilota per la sperimentazione di soluzioni e funzionalità innovative, quali sistemi di accumulo a batterie (Terna) e *Smart distribution system* per incrementare l'osservabilità e la controllabilità sulle reti di distribuzione. Sempre sulla distribuzione sono state inoltre introdotte disposizioni per favorire l'incremento della *hosting capacity*.

Per quanto riguarda gli aspetti afferenti la partecipazione ai mercati e al dispacciamento da parte delle risorse FER distribuite, nel biennio 2013-2014 è stata avviata la promozione di migliori previsioni dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti non programmabili, onde evitare che i costi della scarsa prevedibilità continuassero a incidere sulla generalità dei consumatori. In particolare, le azioni hanno voluto attribuire ad una parte degli sbilanciamenti – intesi come la differenza, positiva o negativa, tra le immissioni reali rispetto a quelle programmate – il loro valore di mercato, e non più il prezzo zonale orario, evitando di caricare le differenze di prezzo (positive o negative) su tutta la collettività. Infine, nel 2017 è stata avviata tutta quella fase di sperimentazione propedeutica alla successiva innovazione della regolazione del dispacciamento. Questa ha visto l'avvio di progetti pilota per abilitare la domanda, le fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) e la generazione distribuita alla partecipazione al MSD. Le sperimentazioni hanno abbracciato diversi aspetti della regolazione del dispacciamento: la partecipazione a MSD di risorse non ancora abilitate e le loro modalità di aggregazione, l'utilizzo di sistemi di accumulo in abbinamento ad unità di produzione rilevanti già abilitate al fine di ottimizzare la fornitura dei servizi, le modalità di remunerazione dei servizi ancillari non ancora remunerati (per es. la regolazione di tensione) e la definizione di nuovi servizi.

Le proposte avanzate dall'Autorità intendono orientare l'evoluzione della suddetta regolazione coerentemente alle direttive europee di armonizzazione ed integrazione dei mercati elettrici a livello comunitario. Tale integrazione trova concreta attuazione tramite il *coupling* dei mercati del giorno prima e dei mercati infragiornalieri, nonché tramite la condivisione dei servizi ancillari.

Il DCO 322 è articolato in quattro sezioni. Al fine di contestualizzare gli orientamenti riportati, nella prima parte viene illustrato il **quadro generale europeo**, specialmente nei principali contenuti del regolamento CACM (*Capacity Allocation and Congestion Management*) e Balancing e nelle principali innovazioni introdotte dalle normative nell'ambito del Clean Energy Package.

Nella seconda parte sono esposte le **misure proposte per l'attuazione del suddetto quadro normativo**, per la partecipazione ai mercati e la programmazione delle unità abilitate e non abilitate all'erogazione dei servizi ancillari.

La terza parte focalizza l'attenzione sull'**evoluzione della regolazione del dispacciamento elettrico**, in particolare nella revisione dei criteri per la definizione, da parte di Terna, dei servizi ancillari necessari al dispacciamento, nella modalità di fornitura e remunerazione di tali servizi nonché nell'evoluzione del ruolo delle imprese distributrici in tale contesto.

Nell'ultima sezione del documento viene invece trattata la **regolazione semplificata del dispacciamento elettrico nei contesti speciali**, con riferimento alle isole non interconnesse alle reti nazionali. Lo scopo della regolazione semplificata è quello di individuare soluzioni adeguate alle specificità di queste realtà, garantendo

l'efficacia e la trasparenza del dispacciamento ed evitando distorsioni derivanti dall'assenza di interconnessioni con la rete nazionale. Data la specificità dell'argomento, questo non verrà trattato.

### 6.1. Il contesto generale Europeo

La prima sezione riporta in modo completo le principali modifiche introdotte o in corso di introduzione a livello europeo in materia di dispacciamento e funzionamento dei mercati spot dell'energia e dei servizi. Tramite l'introduzione dei regolamenti UE 2015/1222 (**Regolamento CACM**) e 2017/2195 (**Regolamento Balancing**) la Commissione Europea, assieme all'Agenzia per la Cooperazione tra i Regolatori nazionali dell'Energia (ACER), ha avviato un importante processo di armonizzazione delle regolamentazioni dei mercati elettrici all'ingrosso a livello comunitario.

L'obiettivo è quello della creazione di un mercato elettrico europeo integrato per mezzo di un meccanismo di "accoppiamento dei mercati" (*market coupling*) [24] che ottimizza l'allocazione delle capacità di trasporto nei mercati spot tra due o più zone di mercato, garantendo flussi interzonalmente coerenti con il differenziale di valore dell'energia elettrica tra le zone. Tale meccanismo è inteso a scongiurare che l'attività di compravendita dell'energia tra diverse zone di mercato sia separata dall'acquisto della capacità di trasporto, causando inefficienza nell'allocazione. Si pensi, a tal proposito, alla possibilità che si verifichi una mancata vendita di capacità di trasporto a fronte dell'esistenza di un differenziale di prezzo tra due zone di mercato, generando in tal modo della capacità invenduta.

#### 6.1.1. Regolamento CACM (UE 2015/1222)

Il Regolamento capacity allocation and congestion management (CACM), a differenza di altri regolamenti europei, non si configura come 'Codice di rete', bensì stabilisce gli orientamenti della Commissione Europea in materia di allocazione della capacità di trasmissione e gestione delle congestioni. Riguarda in particolare l'organizzazione dei mercati *day-ahead* e *intraday* (rispettivamente, il *Mercato del Giorno Prima* e il *Mercato Infragiornaliero* italiani).

Per quanto riguarda il primo, in ottica di implementazione del *market coupling*, il Regolamento CACM prevede un meccanismo d'asta implicita, organizzato su base giornaliera e per ciascuna ora del giorno, capace di considerare la capacità di trasmissione nella combinazione delle offerte di vendita ed acquisto. Per il mercato *intraday* è invece prevista un'articolazione sul modello di contrattazione continua, abbinato ad un meccanismo per la corretta valorizzazione della capacità di trasmissione in caso di scarsità. L'apertura delle contrattazioni è previsto avvenga alle ore 15:00 del giorno prima, mentre la chiusura all'ora precedente quella di consegna.

#### 6.1.2. Regolamento Balancing (UE 2017/2195)

Con l'obiettivo di coordinare e sfruttare efficacemente, a livello europeo, tutte le risorse di bilanciamento disponibili locate nei vari paesi, il regolamento *Balancing* mira alla ottimizzazione dello scambio di energia di bilanciamento tra i TSO. Tale regolamento è rivolto all'approvvigionamento di energia (eventualmente anche di riserva) esclusivamente a fini di bilanciamento, prescindendo quindi da ogni altro aspetto riguardante l'approvvigionamento di servizi ancillari. Tramite il mantenimento continuo dell'equilibrio tra immissioni e

prelievi viene garantito che la frequenza del sistema elettrico europeo soddisfi i requisiti di prestazione definiti nel Regolamento UE 2017/1485. L'estensione a livello europeo del perimetro entro il quale contrattare risorse di bilanciamento porterebbe come beneficio a una maggiore liquidità del mercato e, auspicabilmente, a una più alta competitività dell'offerta. Inoltre, si auspica che i valori attesi dei prezzi per l'energia di bilanciamento e dei prezzi di sbilanciamento possano costituire dei sufficienti segnali di prezzo per gli operatori affinché questi siano incentivati a rivedere i propri programmi a ridosso del tempo reale, nel mercato intraday, a beneficio del bilanciamento complessivo del sistema o anche del bilanciamento della propria posizione.

Secondo il modello proposto le offerte verrebbero presentate al TSO locale, per poi venire condivise con gli altri TSO grazie all'ausilio di specifiche piattaforme (c.d. modello TSPO to TSO). Quindi le risorse verrebbero selezionate secondo un criterio di merito economico con valorizzazione al prezzo marginale.

Per la realizzazione di quanto detto, si rende necessario sviluppare e armonizzare a livello europeo:

- modalità di valorizzazione dell'energia di bilanciamento e del periodo rilevante per la valorizzazione;
- criteri e regole di classificazione delle attivazioni;
- regole di *settlement* tra TSO per lo scambio di energia transfrontaliera.

### 6.1.3. La nuova Direttiva Elettrica (UE 2019/944)

La Direttiva UE 2019/944 [25] sul mercato interno dell'energia elettrica è stata pubblicata il 14 giugno 2019. Importanti novità sono state introdotte specialmente per le reti di distribuzione, in quanto significativamente interessate dalla sempre maggiore presenza di impianti di produzione FER distribuiti. L'obiettivo dell'UE è quello di potenziare le regole di mercato attuali al fine di garantire la neutralità tecnologica tra tutte le risorse potenzialmente coinvolgibili, così da scongiurare inefficienze di mercato e favorire, in maniera non discriminatoria, la partecipazione consapevole della domanda al mercato. I riferimenti alle nuove tipologie di utenza, gestite in forma aggregata o meno, ribadisce la centralità del tema del coinvolgimento degli utenti nella conduzione ottimale del sistema elettrico.

Un altro importante elemento di novità introdotto dalla Direttiva elettrica riguarda l'evoluzione del ruolo degli operatori dei sistemi di distribuzione (DSO), per i quali, oltre alla funzione di facilitatori neutrali ai fini dell'approvvigionamento di risorse per i servizi ancillari, vi è una chiamata a un ruolo più attivo che preveda la possibilità di acquistare risorse per i servizi locali.

## 6.2. Revisione di aspetti relativi alla partecipazione ai mercati e alla programmazione delle unità abilitate e non abilitate all'erogazione di servizi ancillari

La parte seconda del DCO riporta gli orientamenti di ARERA circa le misure da mettere in atto in Italia affinché possa essere attuato il quadro normativo europeo sui mercati dell'energia elettrica. Vengono prese in analisi le tematiche della partecipazione ai mercati, della programmazione delle unità abilitate e non abilitate all'erogazione di servizi ancillari, dell'introduzione dei prezzi negativi sui mercati nazionali e del coordinamento tra MSD italiano e le piattaforme europee di bilanciamento (TERRE, MARI, IGCC, PICASSO [26]) in sviluppo.

### 6.2.1. Evoluzione dell'architettura del mercato elettrico italiano

#### *Separazione concettuale tra le negoziazioni commerciali nei mercati e la programmazione fisica delle unità abilitate e non abilitate*

Introducendo lo svolgimento di una sessione di mercato *intraday* in negoziazione continua fino all'ora prima del tempo reale, il nuovo disegno del mercato europeo evidenzia una considerevole distanza tra la natura sostanzialmente commerciale/finanziaria delle contrattazioni concluse nei mercati energetici e la programmazione fisica delle unità abilitate e non abilitate al MSD. Ne consegue che il nuovo assetto del mercato europeo sia basato su una rappresentazione dei vincoli di rete altamente semplificata.

Ciò si pone in contrapposizione con la tradizionale configurazione del mercato dell'energia italiano, la quale si basa su una rappresentazione dei vincoli fisici del sistema tanto più dettagliata quanto più ci si avvicina alle contrattazioni in "tempo reale". L'impostazione italiana, che scaturisce dalle specifiche peculiarità geomorfologiche del territorio e dal conseguente sviluppo delle infrastrutture per il trasporto dell'energia elettrica, prevede infatti che la posizione commerciale risulti più rigidamente legata alla programmazione fisica delle unità abilitate e non abilitate. Tale impostazione ha portato ad una organizzazione sequenziale dei mercati (MG→MI→MSD→MB) che assicura che il programma all'ingresso di MSD debba coincidere con quello in uscita dai mercati precedenti. Per quanto detto, questa organizzazione comporta due aspetti negativi:

- la *Gate Closure* del mercato infragiornaliero, nonostante l'introduzione di 7 sessioni di mercato, si colloca ad alcune ore di distanza dal periodo di consegna limitando la flessibilità dei partecipanti al mercato;
- viene impedito agli operatori di rete di rendere immediatamente disponibili al TSO, a valle dei mercati energetici, la programmazione fisica più attendibile delle unità gestite nel proprio portafoglio, rendendo, inoltre, più difficile a quest'ultimo il compito di stimare con sufficiente anticipo le eventuali esigenze di bilanciamento.

Per tali motivi, in linea con il quadro normativo europeo, l'Autorità propone la separazione concettuale tra le negoziazioni commerciali in tutti i mercati dell'energia e la programmazione fisica delle unità abilitate e non abilitate, superando l'attuale rigida sequenzialità dei mercati a vincoli semplificati, mercato del giorno prima (MGP) e infragiornaliero (MI), e di quelli a vincoli reali (MSD). Gli esiti di MGP e MI di fatti definirebbero soltanto la posizione commerciale di un portafoglio di unità senza comportare nessun vincolo in merito alla programmazione fisica, la quale seguirebbe modalità diverse a seconda che l'unità da programmare sia o meno abilitata alla partecipazione a MSD. Secondo ARERA tale approccio non altererebbe la natura fisica dei mercati energetici italiani, in quanto la possibilità di formulare offerte di vendita/acquisto rimarrebbe comunque limitata dalla potenza delle singole unità di produzione/consumo e non altererebbe il diritto dell'utente del dispacciamento a presentare programmi corrispondenti alla posizione commerciale.

Per gli aggregati, in base a tale separazione, la riconciliazione tra la programmazione fisica delle singole unità abilitate e non abilitate e la posizione commerciale dell'aggregato dovrebbe avvenire in seguito alla conclusione delle negoziazioni sul mercato energetico.

In ultimo, considerato che il perimetro geografico del singolo portafoglio di utenti è limitato alla zona di mercato di riferimento, ARERA rimarca come l'eliminazione del PUN (Prezzo Unico Nazionale) favorirebbe la possibilità per gli operatori di aggregare in un unico portafoglio zonale sia unità di consumo che di produzione. Tale soluzione, infatti, non appare attualmente del tutto compatibile con il diverso prezzo previsto per l'offerta (prezzo zonale) rispetto alla domanda (PUN). In tal senso l'Autorità ritiene che l'eliminazione del PUN favorirebbe inoltre la creazione di segnali di prezzo per la domanda anche dal punto di vista spaziale, rendendo più proficuo l'attivo coinvolgimento dell'utenza nella gestione del sistema elettrico.

#### *La programmazione delle unità abilitate e non abilitate*

La definizione dei programmi di immissione e prelievo delle varie unità che compongono un portafoglio di clienti è compito del relativo Balance Responsible Party (BRP), il quale è il soggetto responsabile dell'esecuzione di tali programmi e titolare del contratto di dispacciamento con Terna.

Per quanto detto al paragrafo precedente, i programmi di immissione e prelievo dei BRP possono formarsi in modo indipendente dal MGP e MI, essendo questi ultimi molto semplificati e terminando a ridosso del tempo reale. Pertanto, il punto di partenza del MSD, che si svolgerà in parallelo rispetto ai mercati energetici, sarà il programma del BRP e non più il risultato dei mercati MGP e MI. Solo al termine dei vari mercati avverrà una riconciliazione tra le posizioni fisiche e le posizioni commerciali delle varie unità.

La programmazione fisica delle unità di un portafoglio segue un processo diverso a seconda che queste siano o meno abilitate alla partecipazione al MSD. Nel caso di **unità non abilitata** il BRP definisce il programma (P) di immissione e/o prelievo entro la chiusura delle negoziazioni commerciali (H-1) considerando esclusivamente i vincoli fisici della relativa unità (potenza nominale, vincoli statici e dinamici). Dopo l'ora H-1 il programma non può più essere modificato e rileva ai fini degli sbilanciamenti effettivi (differenza tra immissione/prelievo reale e quella programmata).

Nel caso di **Unità abilitata al MSD (UA)**, la programmazione prevede un processo più articolato:

- in ingresso alla sessione di MSD ex-ante, il BRP definisce il programma iniziale di immissione e/o prelievo (P) tenendo conto esclusivamente dei vincoli fisici dell'unità in oggetto;
- il Balancing Service Provider (BSP), il quale è il soggetto responsabile dell'erogazione dei servizi ancillari e, non necessariamente coincide con il BRP, presenta le proprie offerte (volume-prezzo) per la partecipazione a MSD;
- una volta che Terna seleziona le offerte, il programma iniziale P diventa un programma vincolante (PV) che deve essere necessariamente rispettato dal BRP;
- oltre a selezionare le offerte, Terna può identificare un intervallo (di volume) all'interno del quale il BRP può modificare il PV.
- entro l'ora H-1 e nel rispetto dei vincoli definiti da Terna il BRP definisce il programma vincolante modificato (PVM), il quale a sua volta può ulteriormente essere modificato in seguito alla selezione, da parte di Terna, di offerte presentate dal BSP su MB;

- finalmente al tempo reale si consolida il programma vincolante modificato e corretto (PVMC) che rileva ai fini degli sbilanciamenti effettivi per i quali il BRP è responsabile.

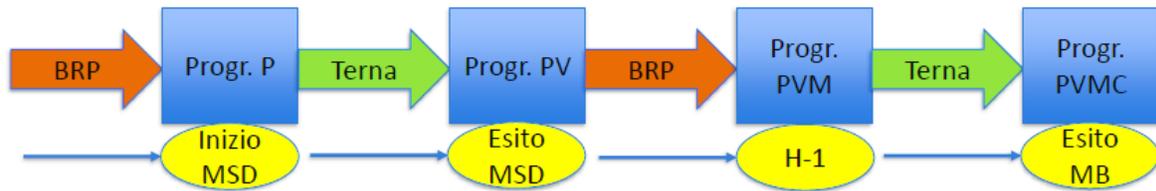


Figura 2: Il processo di programmazione fisica delle unità abilitate alla partecipazione MSD

### Considerazioni

Rispetto a quanto prospettato dall’Autorità, un aspetto meritevole di ulteriori approfondimenti è quello della selezione degli intervalli di modificabilità dei programmi, fissati da Terna, entro i quali il BRP può decidere di modificare il PV per la definizione del PVM.

A tal proposito, l’introduzione della **negoziazione di opzioni sulla capacità fisica delle UA** andrebbe a beneficio di una più efficiente definizione – in esito ad un processo di mercato – dello *unit commitment* che sia basata su intervalli di fattibilità e su criteri di merito economico.

La sede di negoziazione naturale di tali opzioni sarebbe quella del MSD ex-ante, in cui il BRP potrebbe presentare offerte per la capacità delle UA di cui è titolare ai fini del MSD. Nell’offerta dovrebbe essere indicato un corrispettivo fisso richiesto (€/MW) **commisurato alla capacità soggetta a vincolo**, a fronte di rendere disponibile su MB la riserva entro limiti di prezzo dichiarati ex-ante nella medesima offerta. L’opzione quindi comprenderebbe, oltre al premio €/MW, anche gli strike definiti come prezzi massimi/minimi di offerta €/MWh differenziati a salire/scendere e segmentati per tipologia merceologica di servizio (Replacement Reserve, manual/automatic Frequency Restoration Reserve, ecc).

In questo modo, i vincoli alle unità abilitate sarebbero selezionati e remunerati tramite un meccanismo di merito economico trasparente inserito negli algoritmi del MSD ex-ante. Un sistema efficiente, infatti, dovrebbe favorire la selezione di merito economico degli impianti vincolati con criteri oggettivi, oltre a fornire segnali economici in merito alle esigenze ed al valore della riserva fornita da unità abilitate nei vari nodi della rete.

### Riconciliazione tra la programmazione delle unità e la posizione commerciale

Per ognuno dei portafogli di clienti intestato a ciascun operatore di mercato, per ogni ora, l’Autorità ritiene che la regolazione economica del saldo commerciale, vale a dire la differenza tra la posizione commerciale PC (corrispondente ai quantitativi di energia venduti/acquistati sui mercati dell’energia) e la programmazione fisica delle singole unità *i* facenti parte del portafoglio debba avvenire secondo la seguente formula:

$$\sum_{i, \text{abilitate}} [PVM_i - (PV_i - P_i)] + \sum_{i, \text{non abilitate}} P_i - PC$$

La modalità espositiva della formula distingue, per le UA, la parte del PVM formata dal BRP nominando quantità vendute su MGP e MI dalla parte formata da Terna per mezzo dell’accettazione di offerte fatte dal BSP su MSD

ex-ante. ARERA ritiene che il saldo commerciale debba essere valorizzato al prezzo di sbilanciamento delle unità non abilitate.

Circa tale meccanismo è da rimarcare come l'introduzione di una nuova fase di settlement, quale la riconciliazione del saldo commerciale e di un relativo prezzo di valorizzazione dell'energia, richieda estrema cautela ed opportune verifiche che ne assicurino il corretto funzionamento, onde evitare distorsioni a monte nella programmazione e/o nella negoziazione commerciale che determinerebbero oneri inefficienti sul sistema. Pertanto, al fine di garantire il corretto funzionamento dei mercati, il nuovo prezzo di valorizzazione del saldo commerciale deve essere ben integrato con il funzionamento atteso dei mercati spot e con il prezzo di sbilanciamento effettivo per le unità non abilitate.

### 6.2.2. Introduzione dei prezzi negativi sui mercati nazionali

Ad oggi, in tutti i mercati elettrici italiani non è possibile presentare offerte a prezzo negativo, essendo il limite inferiore (*floor*) di prezzo posto a 0 €/MWh. Il Regolamento Elettrico UE 2019/943 prevede invece che non vi siano limiti superiori e inferiori dei prezzi dell'energia formatisi sui mercati all'ingrosso, sui mercati di bilanciamento (riferiti alle piattaforme di bilanciamento europee di cui al Regolamento Balancing) e sui prezzi di sbilanciamento. Questo rende necessaria la rimozione del floor a 0€/MWh in MGP e MI, mentre i mercati MSD (MSD ex-ante e MB) non sono stati coinvolti nel suddetto regolamento.

Lo scopo di tale misura è quello di gestire più efficientemente le condizioni di eccesso di offerta rispetto alla domanda, dovute magari ad una scarsa flessibilità del mercato. In queste condizioni, infatti, i gestori degli impianti caratterizzati da vincoli dinamici potrebbero preferire di pagare per immettere energia piuttosto che interrompere la produzione per riattivarla nei successivi periodi in cui il prezzo di vendita è più alto.

Al fine di evitare distorsioni ed inefficienze di mercato legate all'adozione di strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili, l'Autorità segnala al Ministero di competenza:

- la necessità di prevedere che non vengano erogati gli incentivi all'energia immessa in rete nelle ore in cui i prezzi formatisi nei MGP e MI siano negativi. In tali casi, i responsabili di impianti beneficiari di incentivi (FER) potrebbero comunque essere interessati ad immettere energia in rete qualora la somma algebrica tra l'incentivo e il prezzo negativo dell'energia immessa sia positiva, vanificando le finalità dello strumento dei prezzi negativi;
- l'opportunità di prevedere, per gli impianti a fonte rinnovabile, che gli incentivi per l'energia elettrica prodotta o immessa in rete siano erogati anche nel caso in cui l'energia elettrica non venga immessa per effetto di un ordine di dispacciamento di Terna.

#### Considerazioni

Il rationale che porta all'introduzione dei prezzi negativi sui mercati risiede nel manifestarsi, in una data serie di periodi di tempo rilevanti e contigui, di costi netti di produzione inferiori rispetto a quelli di mancata produzione. Tale rationale risulta valido in tutte le fasi di mercato, non soltanto nei mercati dell'energia. Una volta riconosciuta l'esigenza dei prezzi negativi, sia per finalità tecnico-economiche che di armonizzazione comunitaria,

allora sarebbe opportuno applicare tale provvedimento in modo coerente in tutti i mercati, compreso MSD, anche al fine di consentire un allineamento dinamico tra i prezzi nelle diverse sessioni.

Inoltre, al fine di definire i giusti incentivi economici senza penalizzazioni improprie, si potrebbe prevedere che la mancata erogazione dell'incentivo si applichi alle sole unità incentivate che abbiano offerto a prezzo negativo sui mercati. Ciò scoraggerebbe le unità incentivate dall'offrire a prezzi negativi senza tuttavia penalizzare quegli impianti incentivati offerti a prezzi non negativi che non hanno venduto energia nel mercato spot e si vedono riconosciuto unicamente (a titolo di saldo commerciale nella nuova regolazione proposta in consultazione) il prezzo di sbilanciamento.

### 6.3. Evoluzione della regolazione del dispacciamento elettrico

La parte terza del DCO 322 espone gli orientamenti dell'Autorità circa l'evoluzione della regolazione del dispacciamento elettrico, in vista della futura configurazione del sistema che prevedibilmente sarà caratterizzata dalla diffusione di risorse di produzione (programmabili e non), accumulo e consumo distribuite territorialmente. Per l'integrazione di tali risorse non si può prescindere dalla garanzia di sicurezza nell'esercizio delle reti e dalla massimizzazione dell'efficienza dei mercati dei servizi ancillari, nel rispetto dei principi cardine di neutralità, imparzialità ed efficienza.

L'evoluzione presentata abbraccia la revisione dei servizi di dispacciamento attualmente esistenti ma anche la definizione di nuovi servizi che possano abilitare la partecipazione di nuove risorse distribuite anche in forma aggregata. Nella prima parte sono presentate le proposte finalizzate ad aggiornare, per quanto riguarda la rete di trasmissione nazionale, i criteri in base ai quali vengono definiti i fabbisogni e i servizi ancillari necessari alla sicurezza, nonché i criteri per la garanzia di massima partecipazione di tutte le unità potenzialmente idonee e le modalità con cui queste vengono approvvigionate e remunerate. Nella seconda sezione sono introdotti gli strumenti potenzialmente adottabili per migliorare efficienza, efficacia e trasparenza del MSD, come l'introduzione del *system marginal price* per la formazione dei prezzi, in sostituzione dell'attuale *pay as bid*. Nella terza vengono proposte soluzioni per una più corretta valorizzazione degli sbilanciamenti, affinché sia coerente con la dimensioni temporale, spaziale e merceologica che caratterizza il valore dell'energia in tempo reale, a beneficio dell'efficienza del mercato. In ultimo, dato il sempre crescente numero di impianti di generazione connessi nelle reti di distribuzione, la quale ne richiede una gestione sempre più attiva, vengono riportate le proposte per l'evoluzione del ruolo delle imprese distributrici.

#### 6.3.1. Razionalizzazione, individuazione delle unità non abilitate e abilitate e modalità di approvvigionamento dei servizi di dispacciamento

I servizi ancillari vengono classificati in *globali* e *locali*, i primi relativi all'esercizio in sicurezza del sistema nel suo complesso e in particolare della RTN, i secondi relativi all'esercizio in sicurezza delle reti di distribuzione. Le principali indicazioni di ARERA in merito ai servizi ancillari globali riguardano i criteri per la razionalizzazione, l'individuazione delle unità non abilitate e abilitate e le modalità di approvvigionamento dei servizi di dispacciamento.

Per quanto riguarda la razionalizzazione, l’Autorità evidenzia come la definizione dei servizi debba rispecchiare coerentemente le esigenze di sicurezza del sistema elettrico, con riferimento agli opportuni perimetri individuati all’interno dei quali tali servizi possono essere erogati. Servizi potenzialmente separabili non devono essere definiti in un’unica aggregazione. Inoltre, è importante che la definizione dei requisiti minimi prestazionali per l’abilitazione a ciascun servizio avvenga in modo da massimizzare, secondo principi di neutralità, il numero di unità idonee ad erogarlo, promuovendo la concorrenzialità nell’approvvigionamento.

Sul tema dell’individuazione delle unità non abilitate e abilitate a erogare i servizi ancillari, le principali innovazioni regolatorie risiedono nel:

- superamento dell’attuale distinzione tra unità rilevanti e unità non rilevanti ai fini della definizione dei punti di dispacciamento e dell’individuazione, da parte dei BSP, delle unità abilitate all’erogazione di servizi ancillari;
- passaggio da perimetri di aggregazione delle risorse - ai fini dell’abilitazione e dell’erogazione dei servizi - definiti su base geografica e statica (ad esempio per le attuali UVAM correlati ad insiemi amministrativi di province) a perimetri di riferimento per l’aggregazione stabiliti in base alle caratteristiche della rete elettrica.

In ultimo, sulle modalità di approvvigionamento le indicazioni vertono sull’adozione di strumenti di mercato in tutti i casi in cui è possibile approvvigionare risorse in modo competitivo, nel rispetto dei principi di neutralità tecnologica ed efficienza.

### Considerazioni

Le prossime evoluzioni del sistema elettrico possono comportare la modifica delle logiche di conduzione del sistema, e prevedere quindi l’introduzione di nuovi servizi ancillari o il ridisegno dei requisiti di prestazione dei servizi esistenti, fermo restando l’obiettivo di garantire la sicurezza e l’affidabilità del sistema. L’analisi delle suddette evoluzioni e dell’evoluzione del contesto europeo richiederà, dal punto di vista tecnico, l’aggiornamento del disegno dei servizi di dispacciamento.

Una possibile evoluzione, a beneficio della massimizzazione della concorrenza e della riduzione degli oneri di dispacciamento, potrebbe basarsi sulla segmentazione dei servizi. Tale soluzione valorizzerebbe il contributo specifico anche di risorse capaci di fornire un singolo servizio o un sottoinsieme dei servizi di dispacciamento richiesti dal sistema, favorendo meccanismi di competizione e la transizione a logiche di remunerazione *system marginal price* (approfondite più avanti nel documento). Tuttavia, occorre vigilare affinché la maggiore partecipazione all’offerta dei servizi non si traduca in una riduzione della qualità degli stessi e quindi in una degradazione della sicurezza del servizio elettrico, bensì favorisca un miglioramento nei parametri di qualità del servizio e nei margini di riserva a disposizione del sistema.

Inoltre, si rimarca come la definizione del perimetro di aggregazione delle unità abilitate in maniera aderente alle reali caratteristiche della rete elettrica renda ancora più importante una piena cooperazione fra TSO e DSO nella fase di abilitazione – sia ex ante che in prossimità del tempo reale - delle risorse connesse alla rete di distribuzione, dato che i due *system operator* utilizzano, per le rispettive valutazioni, *grid model* con funzioni obiettivo differenti.

### 6.3.2. Revisione della disciplina degli sbilanciamenti

Sul tema degli sbilanciamenti il tentativo è quello di definire una disciplina che consenta una valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi – consistenti nella differenza, per ogni punto di dispacciamento e per ogni periodo rilevante, tra l'energia immessa/prelevata dal BRP e il PVMC – il più possibile aderente al valore dell'energia utilizzata per il bilanciamento in tempo reale. Le evoluzioni proposte vanno nella direzione di uniformità al Regolamento europeo e coinvolgono gli aspetti temporali, spaziali e merceologici della disciplina degli sbilanciamenti. Dal punto di vista temporale si propone la transizione ad un periodo rilevante di 15 minuti, dal punto di vista spaziale si vorrebbe riferire gli sbilanciamenti effettivi agli stessi punti di dispacciamento per i quali i BRP definiscono i programmi di immissione/prelievo (nel caso delle unità non abilitate corrisponderebbe con la zona di mercato, nel caso delle unità abilitate corrisponderebbe al perimetro minimo tra la zona di mercato e il perimetro di riferimento per l'erogazione dei servizi ancillari per cui l'unità viene abilitata), mentre dal punto di vista merceologico le indicazioni vertono sulla definizione di un prezzo unitario di sbilanciamento effettivo di tipo *single pricing* (il prezzo dipende esclusivamente dal segno dello sbilanciamento aggregato zonale) che rifletta i costi delle sole offerte accettate da Terna sul MSD per compensare gli sbilanciamenti e che abbia un valore massimo e un valore minimo in linea con le prescrizioni del Regolamento Balancing.

### 6.3.3. Ulteriori elementi per migliorare la funzionalità di MSD e l'efficienza, l'efficacia e la trasparenza nell'attività di dispacciamento

In questa sezione del DCO 322/2019 vengono approfonditi ulteriori fattori che apporterebbero miglioramenti all'efficienza, all'efficacia e alla trasparenza del MSD. In particolare, viene presentata una proposta di modifica del criterio di formazione dei prezzi sul MSD dall'attuale *pay as bid* al *system marginal price*. Il primo prevede che, una volta accettata l'offerta di un determinato prodotto, la remunerazione avvenga al prezzo di offerta dell'operatore. Contrariamente, il *system marginal price* prevede che tutti gli operatori vengano remunerati al prezzo di equilibrio. Il *system marginal price* consente di identificare (grazie ad un prezzo unico di equilibrio) in modo più semplice e immediato il valore dell'energia e dei servizi e può contribuire, purché i servizi siano opportunamente segmentati in termini spaziali e merceologici, a fornire un segnale di prezzo trasparente. Se infatti i servizi non sono opportunamente segmentati, l'applicazione del System Marginal Price porterebbe a identificare un prezzo unico per offerte che fanno riferimento a prodotti differenziati

Ancora, alla luce delle importanti evoluzioni e innovazioni raggiunte negli ultimi anni nel campo della modellistica e algoritmica dell'ottimizzazione matematica, l'Autorità rimarca come il cambiamento del mix di produzione renderà necessario aggiornare i modelli matematici utilizzati dal TSO per individuare le soluzioni di dispacciamento ottimali.

## 6.4. I servizi ancillari locali e l'evoluzione del ruolo del DSO

Di particolare importanza rispetto al tema dell'evoluzione della regolazione del dispacciamento elettrico, oltre che di specifico interesse per gli studi del progetto ComESTo, risultano essere le proposte dell'Autorità circa il

ruolo che dovranno assumere le imprese distributrici. Consapevole dell'importanza assunta dal fenomeno della diffusione degli impianti di generazione distribuita sulle reti di media e bassa tensione, in accordo con i contenuti della nuova Direttiva elettrica, l'ARERA ritiene necessario che le imprese distributrici ricoprano ulteriori ruoli rispetto a quelli tradizionali, in particolare:

- ruolo di **facilitatore neutrale** per l'approvvigionamento di servizi ancillari globali da parte di Terna per l'esercizio in sicurezza del sistema nel suo complesso e in particolare della RTN;
- ruolo di **acquirente di risorse per i servizi ancillari locali** per l'esercizio in sicurezza delle reti di distribuzione.

In merito al primo punto, già con la deliberazione 300/2017/R/eel è stato previsto che le imprese distributrici forniscano piena collaborazione a Terna per l'approvvigionamento di servizi ancillari da risorse connesse sulle reti di distribuzione. Nell'ambito di tale collaborazione il DSO da un lato viene informato circa i punti di immissione e prelievo per i quali vengono presentate domande di abilitazione a MSD (di unità di produzione/consumo facenti parte di UVA) e dell'altro ha il compito di indicare limitazioni *ex-ante* al TSO e di comunicare al TSO e ai BSP la presenza di eventuali vincoli di rete che impediscono l'attivazione di specifiche movimentazioni.

Pertanto, allo stato attuale, per il distributore il ruolo di facilitatore dell'approvvigionamento di servizi di regolazione per la RTN si limita all'analizzare *ex ante* gli effetti sulle reti di distribuzione dell'attivazione di ipotetici servizi da parte di utenze aggregate in UVA. L'Autorità ritiene che tale impostazione debba essere superata a favore di un'applicazione concreta del ruolo del DSO che sia sempre più in prossimità del tempo reale e che si basi sullo stato di reale esercizio delle reti, non sullo stato ipotetico.

Importanti evoluzioni sono previste anche per quanto riguarda il ruolo di acquirente di servizi ancillari locali per la gestione di problematiche di regolazione specifiche della rete di distribuzione. La nuova Direttiva elettrica, all'articolo 31, parla del **DSO come responsabile dell'acquisto di prodotti e servizi** necessari per l'esercizio efficiente, affidabile e sicuro della rete di distribuzione. Ove questo avvenga allora l'impresa distributtrice è tenuta ad adottare regole obiettive, trasparenti e non discriminatorie, le quali devono essere elaborate in coordinamento con il TSO e le altre parti di mercato rilevanti. Le altre prescrizioni stabiliscono che:

- l'approvvigionamento dei sopracitati servizi ancillari deve avvenire secondo **procedure trasparenti, non discriminatorie** e, ove possibile, **di mercato**. Su quest'ultimo punto sarà compito dell'Autorità valutare l'efficienza degli strumenti di mercato applicabili e prevedere deroghe nel caso in cui l'approvvigionamento tramite questi ultimi non sia reputato efficiente;
- i servizi ancillari necessari per l'esercizio di una rete di distribuzione sono quelli **diversi dai servizi finalizzati alla regolazione di frequenza** (servizi *non-frequency*);
- le procedure di approvvigionamento dei servizi, definite dall'Autorità in stretta coordinazione con il DSO e gli altri soggetti interessati (incluso il TSO) sulla base dei requisiti tecnici del mercato e delle capacità dei suoi partecipanti, devono **garantire l'efficace partecipazione di tutti i soggetti abilitati** allo scopo.

Sulla base di quanto riportato ARERA propone ai DSO interessati di avviare una fase di sperimentazione tramite progetti pilota. Questi dovranno servire per individuare e valutare i servizi ancillari necessari a livello locale e

approfondire aspetti come le modalità di approvvigionamento e remunerazione delle risorse e le modalità di interazione col TSO. Dovranno essere oggetto di indagine e sperimentazione anche i metodi di erogazione dei servizi (sia locali che globali) da parte dei BSP, in maniera da individuare opportunamente i perimetri delle unità abilitate allo scopo. Per l'erogazione dei servizi locali, ad esempio, il perimetro di aggregazione potrebbe essere un nodo MT della rete di distribuzione, senza che questo implichi necessariamente la modifica della definizione delle UA o UVA per l'erogazione dei servizi ancillari globali.

Emerge la necessità di approfondire un ulteriore punto chiave, quello dello schema di coordinamento DSO-TSO. In merito, nel DCO vengono confrontati i cinque modelli individuati del progetto finanziato SmartNet: schema centralizzato, mercato locale, responsabilità di bilanciamento condivise, mercato comune TSO-DSO e mercato integrato delle flessibilità.

Tra questi, nelle simulazioni effettuate nell'ambito di SmartNet i modelli che prevedono un mercato locale in distribuzione (2) e (3) sono risultati meno efficienti rispetto agli schemi a mercato centralizzato (1) e (4), data la complessità, e quindi anche il costo, dell'architettura di funzionamento nonché le inefficienze di mercato legate alla potenziale scarsa liquidità del mercato locale (scarsità di offerte). Il modello integrato della flessibilità invece non è stato nemmeno simulato data l'eccessiva complessità. Ne risulta quindi che i modelli preferibili siano lo schema centralizzato (1) e lo schema a mercato comune TSO-DSO (4). Nello specifico, quest'ultimo è risultato più efficiente del primo nel caso in cui le congestioni sulle reti di distribuzione non siano trascurabili.

### *Considerazioni*

Dati gli scenari sul prossimo futuro del sistema elettrico, oggetto di studio anche nel progetto ComESTo, si può prevedere che il ruolo del distributore nella transizione energetica sarà ancora più ampio e centrale. Il distributore rappresenta infatti, come riconosciuto dallo stesso PNIEC, il facilitatore neutrale e naturale per abilitare la generazione distribuita e tutti i clienti alla partecipazione attiva ai mercati dell'energia e alla fornitura dei servizi.

A seguito della grande diffusione di impianti di generazione distribuita da fonti non programmabili, sono significativamente mutate le logiche di pianificazione e le modalità di esercizio della rete di distribuzione, col passaggio dall'approccio "fit-and-forget" al "fit-and-manage".

Pertanto, riguardo al ruolo di facilitatore neutrale ai fini dell'approvvigionamento da parte di Terna dei servizi ancillari globali, è necessario che le imprese distributrici, oltre a essere informate nell'ambito del processo di abilitazione ex ante, abbiano la possibilità di supervisionare direttamente anche in prossimità del tempo reale l'attivazione (anche da parte di terzi) delle risorse di flessibilità connesse alle loro reti, per segnalare eventuali impedimenti (guasti o lavori programmati) e per non mettere a rischio la continuità del servizio elettrico di distribuzione, nonché la sicurezza delle persone che operano sulla rete di media e bassa tensione.

E' inoltre opportuno prendere spunto dall'esperienza finora maturata nell'ambito della sperimentazione di cui alla Delibera 300/2017, per evidenziare l'importanza di identificare e costruire in modo sinergico soluzioni che prevedano un'adeguata interazione tra DSO e TSO, a partire dall'acquisizione dei dati di esercizio.

Allo stato attuale, la possibilità per i DSO di indicare a Terna limitazioni ex-ante alla movimentazione di alcune unità di produzione e/o di consumo connesse alle proprie reti è solamente teorica. Non è infatti consentito al

DSO di interagire col TSO in maniera adeguata, proprio per l'assenza di una comune via d'interazione con i Balance Service Provider e le risorse.

In particolare, sul portale "GRID" gestito da Terna è prevista per il DSO solo la funzione di validazione ex-ante (eventualmente con limitazioni di potenza) delle utenze componenti le Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM), mentre non è disponibile una modalità di comunicazione che consenta al DSO di informare Terna e gli utenti del dispacciamento, anche in prossimità del tempo reale, in merito a eventuali vincoli o contingenze di rete che rendano momentaneamente non attivabile una determinata utenza aggregata in una UVA.

Con riferimento al ruolo innovativo del DSO quale acquirente dei servizi ancillari locali, le sperimentazioni mediante progetti pilota consentiranno sicuramente di effettuare valutazioni più ampie sui possibili schemi di coordinamento TSO-DSO, quali quelli considerati nell'ambito del progetto SmartNet o le proposte in elaborazione in ComESto. In termini generali, il processo di sperimentazione potrebbe prevedere:

- **Analisi delle esigenze di rete locali e dei relativi fabbisogni di servizi;** a tal proposito, sebbene sulle reti di E-Distribuzione non si registrino ancora diffuse e frequenti situazioni di criticità, in alcune aree risultano già necessarie "contromisure attive" – modalità di esercizio transitorie degli impianti di produzione, cambi di assetto della rete, potenziamenti di rete "preventivi" - per far fronte a situazioni di potenziale riduzione della hosting capacity;
- **Analisi del contesto di offerta,** anche alla luce delle capability di regolazione delle risorse connesse e disponibili nell'area individuata;
- **Individuazione delle modalità più opportune di selezione e remunerazione dei servizi tra tutti i potenziali fornitori,** sulla base del raffronto fra domanda e offerta, tenuto conto del grado di concorrenzialità potenziale e della struttura dei costi di fornitura dei servizi. Per i servizi a carattere prettamente locale con una limitata disponibilità di risorse idonee, infatti, oltre alle procedure *market-based* potrebbero essere considerate forme di selezione, contrattualizzazione e remunerazione delle risorse semplificate, ad esempio attraverso meccanismi di attivazione *rule-based* (previo aggiornamento delle condizioni di connessione) con remunerazione a prezzi amministrati.

I servizi di cui potrebbe beneficiare il DSO sono quelli di regolazione della tensione e risoluzione delle congestioni di rete mediante variazione dello scambio di potenza reattiva e attiva delle risorse distribuite (DER).

Per rendere efficace sia il processo di convergenza fra domanda e offerta in fase di approvvigionamento che quello di validazione, il DSO potrebbe associare ogni cliente/produttore/prosumer ad una "Service Supply Area" (SSA) cioè una porzione di rete (nodo, linea) BT o MT la cui funzionalità, ai fini dell'esercizio della rete, è indipendente da quali siano i "service supplier" (cliente/produttore/prosumer) sottesi.

Nell'approvvigionamento dei servizi il DSO e il TSO, oltre a definire durata ed entità delle movimentazioni, devono 'localizzare' il servizio ancillare riferendolo ad una SSA oppure ad un insieme di SSA. Il BSP, che offre il servizio richiesto al miglior prezzo, deve fornire al DSO i dati disaggregati per singola SSA in modo tale da consentire la validazione.

Il processo di validazione avviene ex-ante e *near real-time*. È necessario che il DSO abbia la possibilità di dichiarare una quota parte del servizio richiesto non attuabile per esigenze di esercizio della rete distribuzione.

## 7. ANALISI DEL QUADRO REGOLATORIO SULL'AUTOCONSUMO NEL CONTESTO ITALIANO

### 7.1. Considerazioni preliminari

L'autoconsumo di energia elettrica è uno strumento oggi a disposizione per raggiungere un importante traguardo: la Grid Parity, ovvero la condizione in cui un impianto di produzione, adottando particolari soluzioni impiantistiche, è in grado di ripagare i propri costi anche senza incentivi economici diretti sull'energia prodotta. L'Autoconsumo consiste nel consumo di energia elettrica prodotta nel medesimo sito in cui viene consumata, sia istantaneamente, sia per il tramite di sistemi di accumulo, indipendentemente dai soggetti che ricoprono il ruolo di produttore e cliente finale.

Il quadro regolatorio attuale è individuato dalla **Direttiva 2018/2001/UE (RED II)** per la promozione delle fonti rinnovabili, la quale descrive il ruolo dell'autoconsumatore e delle Comunità Energetiche (REC), e dal **Decreto Milleproroghe (D.l. 162/2019)**, il quale definisce i requisiti e le modalità operative degli autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile.

Per sfruttare al meglio l'autoconsumo si possono adottare soluzioni impiantistiche quali i **SISTEMI EFFICIENTI D'UTENZA (SEU)** e lo **SCAMBIO SUL POSTO (SSP)**.

### 7.2. Lo Scambio sul Posto (SSP)

Il servizio di scambio sul posto è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione. Nello scambio sul posto si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta ma non contestualmente autoconsumata. Condizione necessaria per l'erogazione del servizio di scambio sul posto è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica.

#### 7.1.1. Riferimenti normativi

Lo Scambio Sul Posto da un punto di vista normativo è stato caratterizzato da varie disposizioni legislative, come di seguito esplicitato in Tabella 4:

Tabella 4: Quadro regolatorio attuale

RIFERIMENTO NORMATIVO	NOVITÀ INTRODOTTE
Legge n. 133/99, art.10, comma 7	Scambio sul posto per impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza elettrica non superiore a 20 kW.

<b>D.Lgs. n. 387/03, art.6, comma 2</b>	Divieto di vendita dell'energia prodotta nell'ambito della disciplina dello scambio sul posto.
<b>Deliberazioni ARG/elt 74/08, e 570/2012/R/efr</b>	Erogazione del servizio di scambio sul posto da parte del GSE a soggetti denominati "utenti dello scambio sul posto (USSP)".
<b>Legge n. 99/09, art. 7, comma 45</b>	Possibilità di remunerare l'energia elettrica prodotta a condizioni economiche di mercato per la parte immessa in rete e nei limiti del valore eccedente il costo sostenuto per il consumo di energia.
<b>Legge n. 244/07</b>	Servizio di scambio sul posto esteso anche agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007.
<b>D.Lgs. n. 66/10</b>	Il Ministero della Difesa può usufruire del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta a copertura dei consumi di proprie utenze, senza tener conto dell'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete.
<b>D.Lgs. n. 91/14, art.25-bis, convertito con la legge n. 116/14</b>	Soglia di applicazione della disciplina dello scambio sul posto viene elevata a 500 kW per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili che entrano in esercizio a decorrere dal 1° gennaio 2015.

### 7.1.2. Chi può accedere allo scambio sul posto e chi lo eroga

Il GSE ha reso disponibile un documento esplicativo del meccanismo dello scambio sul posto, utile agli utenti, attraverso il quale è possibile recepirne il funzionamento: "*Regole Tecniche SERVIZIO DI SCAMBIO SUL POSTO*" [27]. Lo scambio sul posto è erogato:

- al cliente finale presente all'interno di un Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo (ASSPC) che, al tempo stesso, è produttore di energia elettrica in relazione agli impianti di produzione che costituiscono l'ASSPC, ovvero ha ricevuto mandato senza rappresentanza da un produttore terzo in relazione ai predetti impianti (scambio sul posto per ASSPC);
- al cliente finale titolare di un insieme di punti di prelievo e immissione non necessariamente tra essi coincidenti che, al tempo stesso, è produttore di energia elettrica in relazione agli impianti di produzione connessi per il tramite dei predetti punti, ovvero ha ricevuto mandato senza rappresentanza da un produttore terzo in relazione ai predetti impianti (scambio sul posto altrove).

Il Soggetto Responsabile inoltra apposita istanza al GSE il quale, in seguito, entro 45 giorni solari, verifica che siano rispettati tutti i requisiti necessari per l'ammissibilità allo scambio sul posto e, nei soli casi in cui la predetta verifica abbia esito positivo procede, tra l'altro:

- a qualificare come:

- **SSP-A** gli ASSPC oggetto della predetta istanza caratterizzati da soli impianti di produzione da fonti rinnovabili e con una potenza installata complessiva non superiore a 20 kW;
- **SSP-B** gli ASSPC oggetto della predetta istanza diversi da quelli descritti al precedente alinea;

- a stipulare con l'utente dello scambio la convenzione per lo scambio sul posto con effetti a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ovvero da una data diversa dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, precisando nella predetta convenzione quanto risultante dall'attività di classificazione come SSP-A ovvero SSP-B.

Al termine dell'istruttoria, il GSE stipula con il soggetto responsabile una convenzione, di durata annuale solare e tacitamente rinnovabile.

### 7.1.3. Struttura della disciplina dello scambio sul posto e la sua integrazione nel mercato elettrico

Nel panorama generale delle tipologie di sistemi di autoapprovvigionamento energetico, nel contesto dell'attuale sistema elettrico nazionale, lo scambio sul posto è inserito all'interno dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, SSPC, secondo lo schema riportato in Figura 3 figura di seguito.

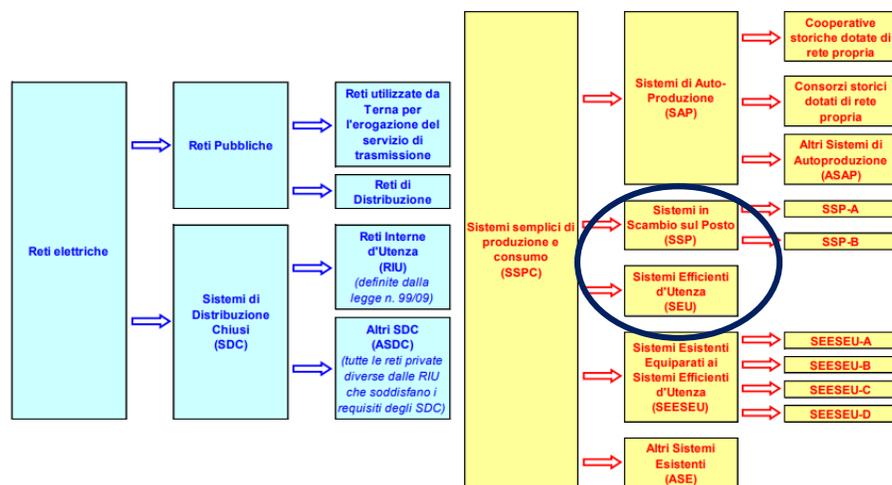


Figura 3: Posizionamento di SSP nel panorama generale italiano

Fonte: Autorità di regolazione ARERA <sup>3</sup>

L'utente dello scambio sul posto acquista l'intera quantità di energia elettrica prelevata da un qualsiasi venditore (ivi inclusi i venditori in maggior tutela per gli aventi diritto). Il GSE eroga all'utente dello scambio un contributo finalizzato:

- alla compensazione economica tra il valore associato all'energia elettrica immessa in rete e il valore associato all'energia elettrica prelevata;

<sup>3</sup> <https://www.arera.it/allegati/docs/19/094-19.pdf>

- alla restituzione dei corrispettivi tariffari, per una quantità di energia elettrica prelevata al più pari a quella immessa (energia elettrica scambiata), della parte variabile, espressa in c€/kWh.

La restituzione dei corrispettivi tariffari rappresenta il vero e proprio incentivo intrinseco nella disciplina dello scambio sul posto. È come se l'energia elettrica immessa in rete e successivamente ri-prelevata fosse stata prodotta e auto-consumata istantaneamente senza utilizzare la rete (mentre nella realtà tale rete è stata utilizzata).

In riferimento alla figura sottostante, lo Stato italiano ha dato incarico al GSE di erogare l'incentivo in conto scambio agli utenti che ne fanno richiesta.

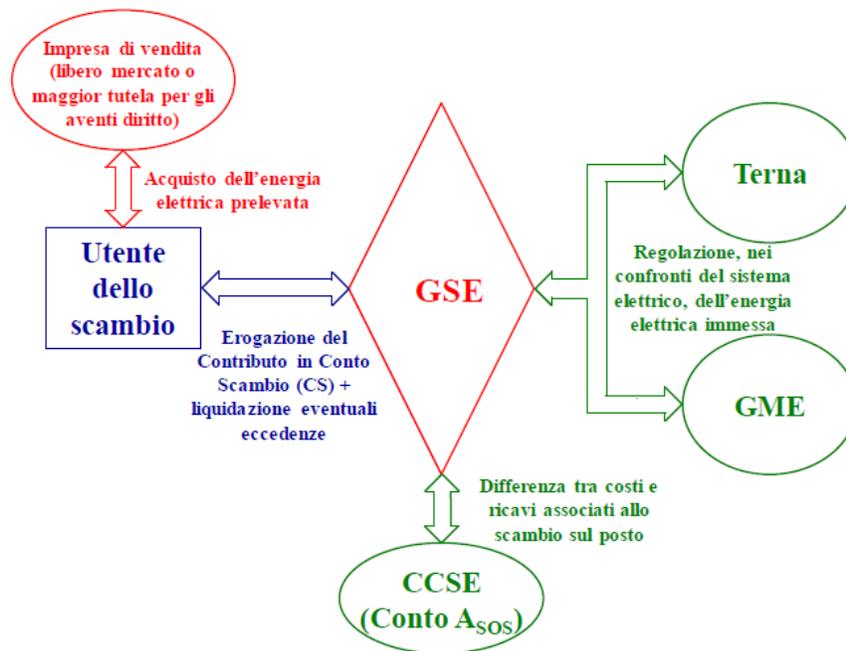


Figura 4: Meccanismo del contributo in conto scambio

Fonte: Deliberazione ARG/elt 74/08 [28]

#### 7.1.4. Modalità di calcolo del contributo in conto scambio

Il contributo in conto scambio CS, viene calcolato principalmente come segue:

$$CS = \min(OE; CEi) + CUSf \cdot ES$$

dove:

- OE è il valore della parte energia dell'energia elettrica prelevata;
- CEi è il valore dell'energia elettrica immessa;
- CUSf è il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale;

- ES è la quantità dell'energia elettrica scambiata.

### 7.1.5. Scambio sul posto per Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti e per il Ministero della Difesa

In base alle disposizioni normative già richiamate, attraverso la rimozione del vincolo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo, si distinguono i seguenti casi:

- l'utente dello scambio sul posto è un Comune con popolazione fino a 20.000 residenti (o un soggetto terzo previo mandato), nel caso in cui gli impianti alimentati da fonti rinnovabili ammessi allo scambio sul posto, di potenza fino a 500 kW, siano di proprietà dei medesimi Comuni;
- l'utente dello scambio sul posto è il Ministero della Difesa (o un soggetto terzo previo mandato), nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili ammessi allo scambio sul posto, di potenza anche superiore a 500 kW.

Al fine di dare applicazione a quanto previsto dalla legge:

- il termine CEi è riconosciuto dal GSE a compensazione del valore – al netto delle componenti di trasmissione, distribuzione, misura, dispacciamento, A e UC – dell'energia elettrica prelevata da tutti i punti di prelievo nella titolarità del Comune o del Ministero della Difesa (termine OE);
- la restituzione della parte variabile delle componenti di trasmissione, distribuzione, dispacciamento, A e UC, considerando che la legge n. 99/09 stabilisce che lo scambio sul posto nei casi in oggetto debba essere attuato "fermo restando il pagamento degli oneri di rete", avviene solo per l'energia elettrica scambiata in ciascun punto di scambio.

In termini matematici, se  $I_i$  e  $P_i$  sono rispettivamente l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata in ogni punto di scambio  $i$ -esimo, la quantità di energia elettrica a cui si applica il termine CUSf è pari a:

$$\sum \min (I_i; P_i)$$

Formula per la determinazione dell'energia elettrica associata al termine CUSf [29]

### 7.3. Sistemi di efficienza d'utenza (SEU)

Secondo il Testo Integrato dei Semplici Sistemi di Produzione e Consumo [30](TISSPC), un **SEU** è definito come "sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione". La soluzione impiantistica è rappresentata in figura di seguito [31]:

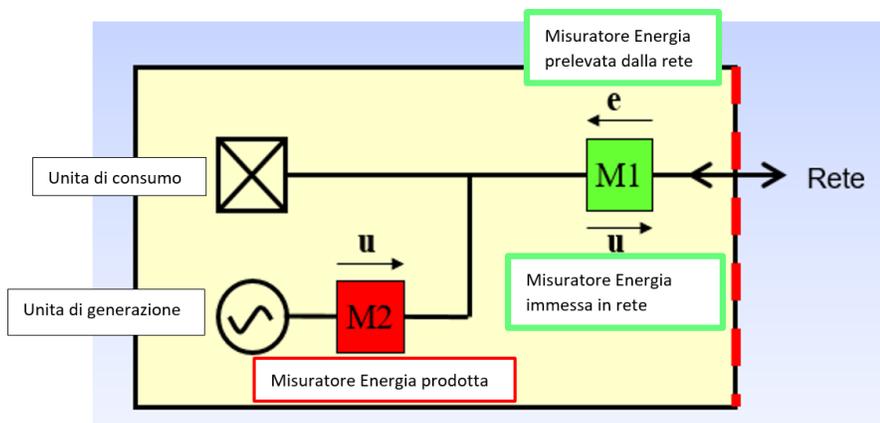


Figura 5: Meccanismo del Sistema Efficiente di Utenza

In generale, un'unità di consumo è connessa alla rete pubblica in un unico punto di consegna (POD) [32].

Il produttore è una persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto. E' l'intestatario dell'officina elettrica di produzione, ove prevista dalla normativa vigente, nonché l'intestatario delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto. Il cliente finale è una persona fisica o giuridica che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete pubblica, anche attraverso reti o linee private, quest'ultima dovrà essere una linea privata creata ad hoc, tutta all'interno del medesimo sito e che non collega altri impianti di produzione o unità di consumo.

Analizzando gli impianti classificati come SEU rientranti nella categoria degli impianti fotovoltaici, la normativa sulle accise consente di classificare i SEU in due categorie:

1. SEU con impianti azionati da fonti rinnovabili di potenza nominale di generazione non superiore ai 20kW;
2. SEU con impianti azionati da fonti rinnovabili di potenza nominale di generazione superiore ai 20kW.

Nella gestione di un SEU, i soggetti coinvolti sono sostanzialmente due, ossia il cliente finale e il produttore. Nella tabella seguente, vengono illustrati diversi casi secondo cui il cliente finale e il produttore presenti all'interno di un SEU possono accedere ai servizi di trasporto, dispacciamento e vendita dell'energia elettrica immessa e prelevata.

Tabella 5: Casistica dei SEU

CASI	DESCRIZIONE
------	-------------

<p>Cliente finale e produttore COINCIDONO</p>	<p>Il cliente finale è anche produttore e titolare dell’officina elettrica e stipula i contratti di trasporto, di dispacciamento e di compravendita dell’energia elettrica immessa o prelevata direttamente o per il tramite di un grossista; può accedere al servizio di maggior tutela o di salvaguardia, nonché usufruire del bonus sociale [33]. Il cliente finale, nel caso in cui l’impianto di produzione superi i 20 kW:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• gode dell’esenzione dall’accisa, se l’impianto è alimentato da fonti rinnovabili, esclusivamente per la quota di elettricità prodotta e utilizzata in impieghi diversi da quelli domestici;</li> <li>• non gode dell’esenzione dall’accisa per la quota di elettricità prodotta dall’impianto e impiegata per usi domestici, anche qualora l’impianto fosse alimentato da fonti rinnovabili [34]</li> </ul>
<p>Cliente finale e produttore NON COINCIDONO</p>	<p>Il cliente finale si avvale del produttore, tramite mandato senza rappresentanza, per sottoscrivere il contratto per prelevare energia elettrica dalla rete pubblica, oppure il cliente e il produttore decidono che sia il cliente finale a sottoscrivere i contratti per l’energia elettrica immessa e prelevata dalla rete pubblica. Inoltre, vi è il caso in cui il cliente finale e il produttore decidono di gestire separatamente i rapporti contrattuali inerenti i prelievi e le immissioni di energia nella rete pubblica.</p>

#### 7.4. Direttiva Europea RED II (2018/2001)

La generazione distribuita con gli impianti a fonti rinnovabili è caratterizzata da due principi innovativi fissati dalla direttiva RED II (Renewable Energy Directive II):

- *“l’autoconsumo elettrico collettivo, che introduce la condivisione dell’energia tra molteplici soggetti”*: tale articolo prevede la possibilità di produrre, accumulare e vendere energia secondo un modello da uno a molti. Ad esempio, mentre al momento in Italia l’unica forma ammessa di autoconsumo è quella da un unico impianto a un solo consumatore finale, in un condominio un impianto fotovoltaico installato sul tetto sarà in grado di fornire energia elettrica ai diversi appartamenti.
- l’autoconsumo utilizzerà la rete esistente di distribuzione, per cui si dovranno pagare i relativi oneri, i quali dovranno essere *“cost reflective”*, cioè dovranno rispecchiare il costo reale per l’utilizzo della rete stessa.

È opportuno fare riferimento alla nuova definizione semplificata di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo per identificare il sito in cui opera un autoconsumatore da fonti rinnovabili o, più in generale, il consumo dell’energia elettrica prodotta in sito.

La RED II prevede che anche agli abitanti di uno stesso edificio o condominio possa essere riconosciuto lo *status* di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, ma attribuisce la facoltà agli Stati membri di prevedere trattamenti differenziati tra *“autoconsumatori di energia rinnovabile”* e *“autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente”*. Nel caso di autoconsumatori che agiscono collettivamente in edifici o condomini, ciascuno di essi continua ad acquistare l’energia elettrica prelevata dalla propria società

di vendita e, successivamente o contestualmente, dev'essere riconosciuto ad un referente di edificio/condominio (per esempio, l'amministratore del condominio, o altro soggetto delegato dai condòmini) il maggior valore dell'energia elettrica autoconsumata. Il valore dell'energia elettrica autoconsumata potrebbe essere posto pari alla somma delle componenti variabili (espresse in c€/kWh) delle tariffe di trasmissione e di distribuzione, fermi restando gli oneri generali pagati dai singoli condòmini. La RED II, inoltre, prevede che gli autoconsumatori di energia rinnovabile debbano essere esentati da qualsiasi onere o tariffa di rete in relazione all'energia autoconsumata, come previsto dal nuovo Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica [35]. Tali disposizioni sono già implementate nell'attuale quadro nazionale.

Infine, le nuove direttive europee introducono due nuovi soggetti giuridici con caratteristiche simili: la *Renewable energy community* (REC) nella RED II e la *Citizen energy community* (CEC) nella Direttiva elettrica [36].

La REC può essere inquadrata come una sorta di autoconsumatore/aggregatore *no-profit*, che istituisce una specie di *enclave*, all'interno della quale vige la condivisione dell'energia rinnovabile.

La definizione di REC di per sé non contempla l'attività di distribuzione dell'energia elettrica e, a tal riguardo, gli Stati membri devono prevedere per le REC un "*quadro favorevole*", che può assumere forme diverse, incluso il supporto alle famiglie in condizioni economicamente disagiate o vulnerabili.

La CEC prescinde dalla presenza di impianti alimentati da fonti rinnovabili e, qualora lo Stato membro lo ritenga opportuno, include anche la possibilità di possedere e gestire la rete elettrica interna alla comunità.

Le comunità energetiche hanno finalità complessive diverse dall'autoconsumo in sito, quali, in particolare, quella di facilitare l'investimento in impianti di produzione da fonti rinnovabili tramite aggregazione di piccoli investitori, valorizzando le risorse locali, oppure quella di facilitare l'acquisto collettivo di energia elettrica, semplificando l'accesso ai mercati dell'energia, senza trascurare le finalità sociali, ivi incluso il contrasto alla "povertà energetica" come avviene nelle *best practice* europee. L'autoconsumatore di energia rinnovabile conserva i diritti e gli obblighi riconosciuti ai clienti finali, per esempio in termini di accesso alla rete e di scelta del fornitore. Ogni cliente finale, individualmente o attraverso aggregatori, ha il diritto di trasformarsi in autoconsumatore di energia rinnovabile, mantenendo inalterati i propri diritti/doveri, acquisendo il diritto di vendere l'energia in eccesso al proprio consumo anche attraverso contratti di fornitura tipo '*purchase power agreement*' (PPA) o attraverso scambi tra pari, con la precisazione che "*il diritto di condurre scambi tra pari non pregiudica i diritti o gli obblighi delle parti coinvolte in qualità di consumatori finali, produttori, fornitori o aggregatori*".

Inoltre, l'autoconsumatore di energia rinnovabile può gestire accumuli, la cui energia non può essere assoggettata a doppia tariffazione in termini di oneri di rete e può ricevere incentivi per l'energia immessa in rete che ne riflettano il valore di mercato, tenendo conto anche del valore di lungo termine di tale energia per la società e l'ambiente.

La RED II prevede che gli Stati membri applichino trattamenti differenziati fra "autoconsumatori di energia rinnovabile" e "autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente". Meccanismi simili

riguardano il concetto di “cliente attivo” (*active customer*), inteso come un cliente finale o un gruppo di clienti “jointly acting” che consumano o accumulano l’energia elettrica prodotta, indipendentemente dalla fonte, in propri siti (posti entro confini definiti) o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, o che vendono l’energia elettrica prodotta o partecipano a meccanismi volti a promuovere la flessibilità o l’efficienza energetica.

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

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

Le REC sono comunità che possiedono e sviluppano progetti finalizzati all’utilizzo (non solo a scopi elettrici) delle fonti rinnovabili, alle quali viene riconosciuto il diritto ad autoconsumare, a condividere forniture di energia, a stoccare energia e ad accedere ai mercati. La missione sociale di queste comunità consiste nell’erogazione di benefici ambientali ed economico-sociali ai propri soci e all’area geografica in cui sono localizzate, senza scopo di lucro. Ai consumatori finali e/o autoconsumatori è riconosciuto il diritto di partecipare alle REC, preservando tuttavia i propri diritti e obblighi quali consumatori finali.

Nel caso in cui lo Stato membro consenta alle CEC di gestire la rete di distribuzione, la Direttiva elettrica prevede espressamente che la CEC sia trattata, dal punto di vista della regolazione, come un *distribution system operator*, con le semplificazioni regolatorie attualmente previste per i Sistemi di Distribuzione Chiusi già definiti dalla direttiva 2009/72/CE.

Ciò assicurerebbe, anche nel caso in cui la CEC sia dotata di rete propria, il mantenimento dei diritti e degli obblighi dei membri della comunità come clienti finali, ivi inclusa la facoltà di scelta del venditore di energia elettrica da parte di ciascun cliente finale. L’applicazione delle tariffe di rete e dei corrispettivi a copertura degli oneri di sistema verrebbe quindi demandata agli Stati membri in coerenza con l’assetto regolatorio delle reti di distribuzione o dei Sistemi di Distribuzione Chiusi [37].

#### **7.5. Decreto MILLE PROROGHE 2020 (Dlgs 162/19)**

L’articolo 42-bis del decreto-legge 162/19 conosciuto anche come Milleproroghe 2020, si prevede che, nelle more del completo recepimento della cd. RED II ed in parziale e anticipata attuazione delle disposizioni ivi contenute, sia consentito attivare l’autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili, ovvero realizzare comunità energetiche rinnovabili, dettandone la relativa disciplina.

In particolare, il comma 1 prevede che - nelle more del completo recepimento della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili cd. RED II, in attuazione delle disposizioni ivi contenute

in materia di autoconsumo di energia rinnovabile e di comunità di energia rinnovabile [38] - sia consentito attivare l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili, ovvero realizzare comunità energetiche rinnovabili. Si dispone inoltre che il monitoraggio di tali realizzazioni è funzionale all'acquisizione di elementi utili all'attuazione delle citate disposizioni della Direttiva RED II e di cui alla nuova Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica [39].

L'articolo 21 della Direttiva RED II impone una serie di obblighi in capo agli Stati membri finalizzati a garantire agli autoconsumatori di energia rinnovabile un trattamento non discriminatorio e sproporzionato ed un quadro favorevole alla promozione e agevolazione dello sviluppo dell'autoconsumo, anche in forma collettiva, secondo criteri e modalità dettagliate nella norma. Nello specifico, l'articolo suddetto, al comma 4 dispone che gli Stati membri provvedano affinché gli autoconsumatori di energia rinnovabile che si trovano nello stesso edificio, compresi condomini, siano autorizzati a esercitare collettivamente le attività di produzione, vendita delle eccedenze e installazione dei sistemi di stoccaggio e ad organizzare tra di loro lo scambio di energia rinnovabile prodotta presso il loro sito o i loro siti, fatti salvi gli oneri di rete e altri oneri, canoni, prelievi e imposte, applicabili a ciascun autoconsumatore. In aggiunta si dispone che gli Stati membri possono distinguere tra autoconsumatori individuali di energia rinnovabile e autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile. Eventuali trattamenti diversi devono essere proporzionati e debitamente giustificati. In proposito, l'articolo 22 della Direttiva disciplina le "comunità di energia rinnovabile", basate sull'autoconsumo elettrico e sulla condivisione dell'energia prodotta. Le comunità potranno utilizzare le reti esistenti di distribuzione, pagando i relativi oneri, secondo criteri equi basati sull'analisi specifica dei costi-benefici anche a livello ambientale. Gli Stati membri devono assicurare la partecipazione alla Comunità ai clienti finali, in particolare domestici, pur garantendo a questi ultimi i diritti o i doveri di clienti finali. La Comunità sarà un vero e proprio soggetto giuridico.

I consumatori di energia elettrica possono associarsi per divenire auto-consumatori di energia rinnovabile, i quali agiscono collettivamente ai sensi del sopra citato articolo 21, comma 4, della Direttiva (UE) 2018/2001, ovvero possono realizzare comunità energetiche rinnovabili ai sensi dell'articolo 22 della Direttiva (UE) 2018/2001. In proposito, il comma 3 dispone che i clienti finali si associano nel rispetto delle seguenti condizioni:

- a) nel caso di auto-consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, i soggetti diversi dai nuclei familiari sono associati nel solo caso in cui le attività di produzione di energia da fonti rinnovabili non costituiscono l'attività commerciale o professionale principale;
- b) nel caso di comunità energetiche gli azionisti o i membri debbono essere persone fisiche, PMI, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali e la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale;
- c) l'obiettivo principale dell'associazione è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera la comunità, piuttosto che profitti finanziari;
- d) la partecipazione alle comunità energetiche rinnovabili è aperta a tutti i consumatori i cui punti di prelievo sono ubicati nel perimetro di cui al comma 4 lettera d), compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili.

Il comma 4 dispone che le entità giuridiche costituite come autoconsumatori o comunità energetiche rinnovabili, ai sensi dei precedenti commi, devono agire nel rispetto delle seguenti condizioni:

- a) i soggetti partecipanti devono produrre energia destinata al proprio consumo con impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza complessiva non superiore a 200 kW, entrati in esercizio successivamente alla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto legge in esame ed entro i 60 giorni successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della Direttiva (UE) 2018/2001;
- b) i soggetti partecipanti devono condividere l'energia prodotta utilizzando la rete di distribuzione esistente. L'energia condivisa è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati;
- c) l'energia deve essere condivisa per l'autoconsumo istantaneo, il quale può avvenire anche attraverso sistemi di accumulo realizzati nel perimetro di cui alla lettera successiva d), o presso i condomini;
- d) nel caso di comunità energetiche rinnovabili i punti di prelievo dei consumatori e i punti di immissione degli impianti sono ubicati su reti elettriche di bassa tensione sottese, alla data di creazione dell'associazione, alla medesima cabina di trasformazione MT/BT;
- e) nel caso di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, gli stessi devono trovarsi nello stesso edificio o condominio.

Il comma 5 dispone che i soggetti associati quali autoconsumatori o comunità energetiche rinnovabili:

- a) mantengono i loro diritti di cliente finale, ivi incluso quello di scegliere il proprio venditore;
- b) possono recedere in ogni momento dalla configurazione di autoconsumo, fermi restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti, che devono comunque risultare equi e proporzionati;
- c) regolano i rapporti tramite un contratto di diritto privato che tiene conto di quanto disposto alle precedenti lettere a) e b) e che individua univocamente un soggetto delegato, responsabile del riparto dell'energia condivisa.

I clienti finali partecipanti possono, inoltre, demandare a tale soggetto la gestione delle partite di pagamento e incasso verso venditori e GSE.

Il comma 6 dispone che sull'energia prelevata dalla rete pubblica dai clienti finali, ivi inclusa quella condivisa, sono applicati gli oneri generali del sistema elettrico. A tal fine il comma richiama l'articolo 6, comma 9, secondo periodo, del D.L. n. 244/2016, ai sensi del quale - a decorrere dal 1° gennaio 2017 - le parti variabili degli oneri generali di sistema sono applicate all'energia elettrica prelevata dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi.

Gli oneri generali di sistema elettrico sono componenti tariffarie il cui gettito, di natura parafiscale, è destinato alla copertura di costi relativi ad attività di interesse generale per il sistema elettrico, previsti in attuazione di disposizioni normative primarie. Gli oneri di sistema, cui corrisponde circa il 20% della spesa di energia elettrica

di una famiglia tipo, a partire dal 2018 [40] sono composti da due componenti, a loro volta articolate in sottocomponenti a destinazione specifica:

- ASOS, con cui si finanziano principalmente le rinnovabili e pari all'85% del totale degli oneri di sistema. Il sottocomponente A3SOS a copertura dei costi per il sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP 6/92, con l'esclusione dell'incentivazione della produzione di energia elettrica ascrivibile a rifiuti non biodegradabili (assorbe circa il 70% della componente ASOS); il sottocomponente AESOS a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione in misura ridotta dell'elemento A3\*SOS agli energivori (cd. agevolazione degli oneri agli energivori).
- ARIM, pari al restante 15%, con cui si finanzia l'efficienza energetica e altre esigenze del sistema elettrico (di cui A2RIM dismissione nucleare 3%, A4RIM agevolazioni tariffarie Rete Ferroviaria Italiana 1%, A5RIM ricerca 1%, ASRIM bonus sociale 1%, AUC7RIM efficienza energetica 8%, A3RIM 1% per la copertura dei costi per l'incentivazione della produzione ascrivibile a rifiuti non biodegradabili) [41].

Il decreto ministeriale 4 luglio 2019 è stato adottato in attuazione di quanto previsto dalla disciplina europea in materia di aiuti di Stato, all'esito di una interlocuzione sul regime di aiuti ivi previsti con la Commissione europea (State Aid 53347 (2019/N)). La Commissione ha valutato il regime in base alle norme dell'UE in materia, in particolare la «disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020 (Comunicazione 2014/C 200/01) che si applica dal 1° luglio 2014 al 31 dicembre 2020. Il D.M. 04 luglio 2019, in continuità con i precedenti decreti ministeriali di incentivazione alle fonti rinnovabili (D.M. 06/07/2012 e il D.M. 23/06/2016), da cui eredita parte della struttura, incentiva la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di piccola, media e grande taglia. Gli impianti che possono beneficiare degli incentivi previsti dal Decreto sono quelli alimentati a fonti e tecnologie "mature", quali i fotovoltaici di nuova costruzione, eolici on shore, idroelettrici e infine quelli a gas di depurazione.

Il comma 7 mantiene ferma la fruizione delle detrazioni delle spese per interventi di recupero del patrimonio edilizio e di riqualificazione energetica degli edifici [42].

Il comma 9 introduce un meccanismo specifico di incentivazione per gli autoconsumatori di energia rinnovabile e per le comunità energetiche rinnovabili. In particolare, si prevede che entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto-legge, con decreto del Ministro dello sviluppo economico sia individuata una tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle predette configurazioni sperimentali, prevedendo in particolare che:

- a) la tariffa incentivante è erogata dal GSE, ed è volta a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo di sistemi di accumulo;
- b) il meccanismo è realizzato tenendo conto dei principi di semplificazione e facilità di accesso e prevede un sistema di reportistica e monitoraggio dei flussi economici ed energetici a cura del GSE. Ciò allo scopo di acquisire elementi utili per la riforma generale del meccanismo dello scambio sul posto, da operare nell'ambito del recepimento della direttiva REDII;

- c) la tariffa incentivante è erogata per un periodo massimo di fruizione ed è modulata fra le diverse configurazioni incentivabili per garantire la redditività degli investimenti, tenuto conto dell'applicazione degli oneri generali di sistema;
- d) il meccanismo è realizzato tenendo prioritariamente conto dell'equilibrio complessivo degli oneri in bolletta e della necessità anche di non incrementare i costi tendenziali rispetto a quelli dei meccanismi già vigenti;
- e) è previsto un unico conguaglio, composto dalla restituzione delle componenti individuate in via forfetaria dall'ARERA ai sensi del comma 8, lettera b), ivi inclusa la quota di energia condivisa, e dalla remunerazione incentivante di cui al comma in esame.

Il comma 8 demanda all'ARERA di adottare, entro trenta giorni dall'entrata in vigore della legge di conversione in legge del decreto, i provvedimenti necessari a garantire l'immediata attuazione dell'articolo in esame. La medesima Autorità, inoltre:

- a) adotta i provvedimenti necessari affinché il gestore del sistema di distribuzione e Terna S.p.A. cooperino per consentire, con modalità semplificate, l'attuazione delle disposizioni di cui all' articolo in esame;
- b) fermo restando quanto previsto dal comma 6 in materia di pagamento degli oneri generali, individua, anche in via forfetaria, il valore di tutte le componenti tariffarie disciplinate in via regolata, nonché quelle connesse al costo della materia prima energia, che non risultano tecnicamente applicabili all'energia condivisa, in quanto energia istantaneamente auto consumata sulla stessa porzione di rete di bassa tensione e, per tale ragione, equiparabile all'autoconsumo fisico in situ;
- c) provvede affinché sia istituito un sistema di monitoraggio continuo delle configurazioni realizzate in attuazione del presente articolo. In tale ambito, è demandato all'ARERA di sviluppare scenari di evoluzione dell'energia soggetta al pagamento di tali oneri e delle diverse componenti tariffarie tenendo conto delle possibili traiettorie di crescita delle configurazioni di autoconsumo. Per tali finalità ARERA si può avvalere delle società del gruppo G.S.E. S.p.A.;
- d) individua modalità per favorire la partecipazione diretta dei Comuni e delle Pubbliche Amministrazioni alle comunità energetiche rinnovabili.

#### **7.6. Deliberazione ARERA 4 agosto 2020 n. 318**

La deliberazione disciplina le modalità e la regolazione economica relative all'autoconsumo. Riguarda quindi l'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure in una comunità energetica rinnovabile. Tale norma può essere vista come un primo passo verso nuovi investimenti nelle fonti energetiche rinnovabili e verso nuovi modelli di gestione dell'energia. Tale provvedimento dà attuazione all'articolo 42bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n.62, tenendo in considerazione anche le disposizioni della Direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, la quale definisce i punti seguenti:

- L'impianto dell'autoconsumatore di energia rinnovabile può essere di proprietà di un terzo o gestito da un terzo, purché il terzo resti soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore di energia rinnovabile. Quest'ultimo passaggio apre alla possibilità di produttori quali terzi soggetti noleggiatori ovvero investitori all'interno della comunità.
- Gli autoconsumatori si presuppone agiscano collettivamente all'interno dello stesso edificio o condominio.
- Le comunità energetiche si basano sulla partecipazione aperta e volontaria e sono controllate da membri (imprese o autorità locali) che si trovano nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia elettrica: l'obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali.

Il modello regolatorio ora proposto è quello "virtuale" e prevede che venga individuato il referente il quale deve gestire tutti i clienti finali e i produttori aderenti. Il GSE restituisce importi forfettari delle componenti tariffarie spettanti in relazione all'energia oggetto di autoconsumo o consumo collettivo, al fine di valorizzare l'energia elettrica condivisa, tenendo conto di una stima della riduzione dei costi imputabile all'autoconsumo [43].

Gli incentivi per il servizio di energia condivisa verranno definiti dal Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) in apposito disposto normativo [44].

Per accedere all'incentivazione dell'energia elettrica condivisa, così come essa viene definita dalla Scheda Tecnica allegata alla suddetta Deliberazione, devono essere verificate alcune condizioni, distinte per *auto-consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente* e *comunità di energia rinnovabile*, riassunte in tabella n. 5. Tali requisiti devono essere rispettati sia durante l'accesso alla configurazione sia durante il periodo di validità.

Tabella 6: Requisiti per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa

REQUISITI PER GLI AUTOCONSUMATORI	REQUISITI PER LE COMUNITÀ ENERGETICHE
Clients finali e/o produttori per i quali l'attività di produzione e scambio di energia elettrica non sia la professione principale.	Soggetto giuridico, cooperativa, consorzio, organizzazione senza scopo di lucro, ecc.
Titolari di punti di connessione del medesimo edificio o condominio.	I membri della configurazione sono titolari di punti di connessione su reti elettriche BT sottese alla medesima cabina di trasformazione media/bassa tensione.
Danno mandato al medesimo referente per la costituzione o gestione della configurazione di autoconsumo.	I membri danno mandato al medesimo referente, coincidente con la comunità energetica, per la richiesta di accesso agli incentivi.
I prelievi di energia elettrica condivisa possono essere effettuati da terzi non facenti parte della configurazione, purchè siano titolari di punti di connessione ubicati nel medesimo edificio o condominio.	Ogni impianto di produzione deve essere entrato in esercizio a partire dal 01 Marzo 2020 ed entro 60 giorni dall'entrata in vigore del recepimento della direttiva 2018/2001; la potenza deve essere inferiore ai 200 kW.

Ogni impianto di produzione deve essere entrato in esercizio a partire dal 01 Marzo 2020 ed entro 60 giorni dall'entrata in vigore del recepimento della direttiva 2018/2001; la potenza deve essere inferiore ai 200 kW.	Ogni impianto di produzione deve essere connesso a reti elettriche di bassa tensione sottese alla medesima cabina secondaria.
---	---

Uno dei punti di maggior criticità affrontati dalla delibera ARERA riguarda la gestione degli eventuali benefici economici che possono derivare dall'energia prodotta dalle comunità energetiche. I benefici riconosciuti sono differenziati a seconda che si tratti di autoconsumo collettivo o di comunità energetica, senza poi determinare delle reali variazioni tra i due modelli.

La delibera inoltre definisce quali siano le risorse necessarie al GSE per l'applicazione del servizio di energia condivisa e di rendicontazione all'Autorità, distinguendo la parte di valorizzazione di energia condivisa e la parte di incentivazione che verrà definita dal MiSE.

I benefici di cui possono godere le comunità energetiche e gli autoconsumatori collettivi sono riassunti nella tabella seguente:

Tabella 7: Benefici economici per Autoconsumatori e Comunità Energetiche

BENEFICI PER LE COMUNITÀ ENERGETICHE	BENEFICI PER GLI AUTOCONSUMATORI
Razionalizzazione dei consumi e quindi risparmi in bolletta	Riduzione dei costi delle componenti variabili della bolletta (oneri di rete, accise, IVA, quota energia) in proporzione all'energia autoconsumata
Detrazioni fiscali e incentivi sull'energia immessa nella rete elettrica	Agevolazioni fiscali traducibili in crediti di imposta o detrazioni IRPEF pari al 50% dei costi di realizzazione

Il GSE deve predisporre e trasmettere lo schema di istanza, di contratto e un documento contenente i criteri di calcolo. Inoltre prevede di avvalersi della società Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A. per lo svolgimento di uno studio sulle modalità di massimizzazione dell'energia condivisa e sugli effetti delle configurazioni, cioè quelli dell'autoconsumo sul sistema elettrico, privilegiando i costi di dispacciamento, di trasporto, anche in presenza di sistemi di accumulo.

Il Ministro dello Sviluppo Economico definisce il periodo di contratto (stipulato tra GSE e referente) e quindi di incentivazione; il contratto si rinnova annualmente in relazione alle sole parti afferenti alla valorizzazione dell'energia elettrica condivisa. Il GSE eroga il contributo  $C_{AC}$ , ovvero il contributo relativo alla valorizzazione del servizio di energia condivisa (espresso in €), che si riferisce alla quantità di energia elettrica condivisa oraria e mensile ( $E_{AC}$ ). Ciò deve essere differenziato fra gruppo di autoconsumatori che agiscono collettivamente e comunità energetiche; nel primo caso il contributo tiene conto anche delle perdite evitate sull'ultimo tratto di rete. I corrispettivi tengono conto della parte variabile delle tariffe di trasmissione e di distribuzione e delle

perdite evitate non già considerate dalla regolazione “base”. I corrispettivi di dispacciamento sono esclusi da tale riconoscimento poiché viene ritenuto che l’autoconsumo collettivo non comporti una riduzione dei relativi costi. I gestori di rete hanno l’obbligo di messa a disposizione dei dati di misura dell’energia elettrica relativi a punti di connessione. I soggetti che intendono beneficiare del servizio di valorizzazione e incentivazione dell’energia elettrica condivisa presentano al GSE un’istanza, per il tramite del referente del gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente ovvero della comunità energetica, utilizzando un apposito schema in via di definizione.

L’istanza rileva sia ai fini della valorizzazione dell’energia elettrica condivisa ai sensi dell’art. 7 della Delibera ARERA n. 318/2020/R/eel, sia ai fini dell’incentivazione ai sensi del D.L. 162/19.

Il GSE, una volta verificati con esito positivo i requisiti necessari per l’ammissibilità al servizio di valorizzazione dell’energia elettrica condivisa stipula un apposito contratto con il referente della configurazione, con effetti decorrenti dal giorno di ricevimento dell’istanza, e comunica a Terna la tipologia delle configurazioni per le quali è stato attivato il servizio di valorizzazione e incentivazione dell’energia elettrica condivisa, specificando la data di decorrenza.

Il contratto ha durata pari al periodo di incentivazione definito dal D.L. 162/19, è alternativo allo scambio sul posto e agli strumenti di incentivazione previsti dal D.l. 4 luglio 2019, ed è oggetto di aggiornamento ogni volta che subentrano modifiche che producono effetti sul calcolo dei contributi spettanti, quali quelle che derivano dall’inserimento o dalla fuoriuscita di clienti finali e/o produttori.

Al termine del periodo di incentivazione, il contratto può essere oggetto di proroga su base annuale tacitamente rinnovabile in relazione alle sole parti afferenti alla valorizzazione dell’energia elettrica condivisa.

### **7.7. Normativa di settore definita in Italia in ambito regionale**

Le regioni giocano un ruolo cruciale nell’ambito delle comunità energetiche poiché, rispetto alla normativa nazionale, costituiscono l’asse portante della cosiddetta *sussidiarietà verticale*, ovvero i bisogni dei cittadini vengono soddisfatti dall’azione degli enti amministrativi pubblici.

Per questo motivo è conveniente citare le principali leggi emanate dalle regioni nell’ultimo periodo in materia di comunità energetiche e, in particolare, le RDM considerate all’interno del progetto ComESTo (Calabria, Campania e Puglia).

#### *- Legge Regione Puglia n. 45 del 9 Agosto 2019*

La Regione Puglia è stata una tra le prime regioni italiane ad approvare una legge in materia di uso dell’energia da fonti rinnovabili, promuovendo l’istituzione di comunità energetiche e sperimentando nuove forme di efficientamento e di riduzione dei consumi energetici, come già trattato nel deliverable 1.6.

I comuni interessati, adottano un protocollo d’intesa, cui possono aderire soggetti pubblici e privati.

È opportuno segnalare che la Regione sostiene finanziariamente la fase di costituzione delle comunità energetiche attraverso la predisposizione di progetti e di documentazione ad essi correlati.

La Regione, in relazione alle specificità del territorio di riferimento delle comunità energetiche, intende promuovere e favorire le aree svantaggiate.

*- Legge Regione Calabria n. 25 del 19/11/2020*

La Regione si è dotata della legge regionale n. 25 del 19/11/2020 [45] la quale istituisce le comunità energetiche rinnovabili su iniziativa di uno o più enti locali, anche in forma aggregata. Un importante requisito delle comunità energetiche rinnovabili è la qualifica di soggetti produttori di energia qualora, annualmente, la quota di energia prodotta, destinata all'autoconsumo da parte dei membri, sia superiore al 60% del totale. I membri della comunità, con la loro azione, promuovono la gestione e diffusione del sistema di distribuzione, accumulazione, fornitura e aggregazione a livello locale; la comunità sostiene progetti innovativi volti a ottenere un basso impatto ambientale, l'aumento dell'efficienza energetica e la costruzione di sistemi sostenibili di produzione energetica e di uso dell'energia.

Il tratto distintivo di questo disposto normativo è l'attribuzione del marchio di qualità ecologica denominato "Energia Rinnovabile di Calabria", sinonimo di tracciabilità dell'energia e di qualità ecologica degli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili presenti nella Regione. Le comunità energetiche rinnovabili producono, autoconsumano, immagazzinano e cedono anche a titolo gratuito l'energia rinnovabile; possono stipulare accordi e convenzioni con l'ARERA e i gestori di rete per garantire la non discriminazione dei mercati dell'energia.

Entro 90 giorni dalla loro costituzione redigono e adottano un bilancio energetico ed un PAESC (Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima) congiunto, anche su base sovracomunale, finalizzato all'efficientamento energetico, l'aumento della produzione di energia rinnovabile e la disincentivazione degli impianti da fonti non rinnovabili. Per valorizzare gli elementi naturalistici, culturali, produttivi e artistici dei territori ai fini dello sviluppo sostenibile, la Regione Calabria promuove e adotta il concetto di "Comunità circolare". [46]

*- Legge Regione Campania n. 250 del 29/12/2020*

In data 29 dicembre 2020, il Consiglio Regionale della Regione Campania ha approvato la legge regionale numero 250, recante "Disposizioni per la formazione del bilancio di previsione finanziario per il triennio 2021- 2023 della Regione Campania.

Tra le varie misure previste, si segnala quella contenuta nell'art. 20, la quale individua la tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili. Mediante tale misura, la Regione promuove la sperimentazione di nuove forme di efficientamento e di riduzione dei consumi energetici, consentendo la partecipazione di soggetti sia pubblici che privati, a condizione che la quota annuale dell'energia prodotta destinata all'autoconsumo non sia inferiore al 60% del totale (le "Comunità Energetiche").

I Comuni che intenderanno procedere alla costituzione di una comunità energetica dovranno adottare uno specifico protocollo d'intesa, predisposto sulla base di criteri che dovranno essere indicati da un futuro provvedimento regionale. Si tratta, in particolare, di linee guida volte a definire i requisiti dei soggetti che potranno partecipare alle Comunità Energetiche e a descrivere le modalità di gestione delle fonti energetiche all'interno delle comunità medesime e di distribuzione dell'energia prodotta senza finalità di lucro.

### 7.8. Vantaggi derivanti dal contributo economico ottenuto dall'energia condivisa

Come già anticipato, il GSE eroga il contributo relativo alla valorizzazione e incentivazione dell'energia condivisa oraria e mensile, distinguendolo tra gruppo di autoconsumatori che agiscono collettivamente e comunità energetiche. Tale contributo viene conferito al referente, quale soggetto legittimato da parte delle due classi di produttori già citate. Ci si pongono inevitabilmente due quesiti:

- qual è la modalità attraverso cui far giungere il beneficio percepito ai singoli soggetti facenti parte dei due gruppi?
- quali possono essere le modalità che consentono ai cittadini di poter usufruire dei benefits ad essi riconosciuti, sempre tenendo presente il vincolo posto dal legislatore di non percepire un vero e proprio ritorno economico, ovvero le finalità no profit?

Il GSE ha pubblicato, il 22 dicembre 2020, le “Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa” per Gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e Comunità di energia rinnovabile [47]. Con tale documento si prevede che il GSE eroghi una tariffa incentivante, alternativa allo Scambio sul Posto, individuata con apposito decreto del MiSE.

I membri facenti parte delle comunità energetiche, posso usufruire anche del Superbonus del 110%, limitatamente ad una potenza degli impianti fotovoltaici pari a 20 kW; per la quota riferita alla eccedenza (e, comunque, fino a 200 kW) spetta la detrazione pari al 50 per cento delle spese fino a un ammontare complessivo di spesa non superiore a euro 96.000 riferito all'intero impianto.

Per ciò che riguarda la Regione Calabria, in particolare, tra le ricadute positive delle comunità energetiche rinnovabili, è bene evidenziare l'istituzione e la regolamentazione del marchio di qualità ecologica denominato “Energia Rinnovabile di Calabria” istituito dalla Giunta. La finalità principale di questo marchio consiste nel riconoscere e garantire la tracciabilità dell'energia e la qualità ecologica degli impianti per la produzione di energia da FER, presenti nel territorio regionale. [4]

“Tracciabilità dell'energia” è la parola chiave che consente di intraprendere la strada del beneficio ambientale, il quale va al di là di quello economico, ed è proprio l'obiettivo che ci si pone come traguardo positivo e risultato fattivo derivante dall'avvio delle comunità energetiche e dei gruppi di autoconsumatori.

Uno dei capisaldi delle comunità energetiche e dei gruppi di autoconsumatori è quello della *governance locale e responsabilità diretta* [48], secondo l'obiettivo di coinvolgere ed aumentare la consapevolezza dei cittadini riguardo l'autogestione e la condivisione delle risorse in un'ottica di crescita della stessa comunità, partendo dal livello minimo legato ad un ambito domestico, fino ad arrivare a vere e proprie organizzazioni che coinvolgono un insieme di soggetti (dall'unità residenziale al quartiere, passando per il condominio). I membri della comunità hanno l'intenzione di far leva sulle istituzioni locali affinché vengano intraprese soluzioni energetiche e sostenibili; i cittadini devono essere sensibilizzati ad un sistema socio-energetico, tramite cui responsabilizzarsi da un punto di vista comunitario e quindi sviluppare diversi servizi, agevolazioni, vantaggi ambientali.

Il sistema appena descritto porta alla creazione di una entità di governance che, con l'introduzione di una nuova figura denominata “facilitatore di comunità energetica”, passa per: cittadinanza attiva, living labs, condomini collettivi, associazioni ed imprese. I cosiddetti *living labs* sono laboratori, differenti da quelli tradizionali, costituiti da gruppi di utenti con il fine di creare progetti innovativi, in un contesto urbano, sociale, educativo.

Degna di nota è la trattazione, nel documento elaborato da ENEA, delle tematiche legate all'efficientamento energetico del patrimonio immobiliare esistente il quale viene distinto in due tipologie: interventi di carattere gestionale ed interventi di tipo impiantistico, con l'obiettivo finale del risparmio energetico e dell'autoconsumo di comunità. All'interno della comunità possono essere applicati i principi della *sharing economy* con la creazione di nuove regole che facilitino gli scambi di beni e servizi tra gli utenti coinvolti. La *sharing economy* trae spunto dal concetto di "accesso al bene" che è prioritario rispetto al mero possesso del bene. L'utilizzo del bene condiviso può essere sincrono o differito, a seconda che la condivisione avvenga contemporaneamente o in tempi differenti, con un'altra persona. Inoltre, si deve porre l'attenzione al concetto di valore attribuito ai beni o ai servizi condivisi, il quale può essere determinato in denaro oppure può essere restituito attraverso dei crediti di monete complementari.

Partendo dall'assunto che la comunità energetica è strutturata a partire dal concetto di piattaforma di collaborazione, si rileva come il rapporto tra produttore e cliente si sia evoluto sulla base dell'innovazione tecnologica, passando attraverso il nuovo concetto di reputazione digitale, ed è identificabile attraverso una evidente connotazione non solo economica ma anche ambientale e sociale, con evidenti vantaggi sulla sostenibilità. Tenuto conto delle premesse fin qui fatte, si possono esplicitare le proposte di utilizzo dei benefici percepiti dalle comunità energetiche e dai gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, i quali giungono sotto forma di remunerazione economica al referente da parte del GSE.

Considerata la particolare accezione delle somme riconosciute dal GSE, le quali per espressa disposizione normativa sono no profit, si potrebbe vantaggiosamente ipotizzare che il singolo cittadino facente parte dei detti gruppi, in virtù delle facoltà riconosciute di autoconsumatore, possa usufruire di "sconti" o benefits su diversi servizi che lo investono nella quotidianità, quali ad esempio:

- carte prepagate da impiegare in esercizi commerciali (lavanderie, market shopper, biglietti dei mezzi pubblici, cinema, teatri, concerti, biblioteche, ecc);
- bonus derivante dalla raccolta di olio esausto;
- sconti derivanti dallo smaltimento dei RAEE;
- ricarica gratuita veicoli elettrici;
- bike sharing e/o ricarica biciclette e monopattini elettrici;
- wi-fi gratuito nell'area della comunità energetica;
- punti di alimentazione elettrica utilizzabili con diversi devices ed in diverse zone;
- libero accesso ai punti di raccolta di acqua potabile;
- disponibilità di xx GB di spazio di archiviazione dati usufruibili su cloud;
- sconti su servizi on line di shopping e piattaforme tv/musica;
- riduzioni e/o pass di ingresso in strutture sportive quali: palestre, piscine, campi sportivi, etc;
- ingressi ridotti negli stadi.

La suddetta lista è suscettibile di integrazione nella misura in cui, a livello locale o di quartiere, le forme di associazione dei cittadini possano trovare nuovi sbocchi e applicazioni di carattere fortemente innovativo come,

ad esempio, aggregazioni in piccoli gruppi di persone che coltivino gli stessi interessi e hobby. Ciò può funzionare quale valido incentivo per i cittadini a modulare o anche cambiare i propri comportamenti in base allo “sconto” di cui possono beneficiare in quanto membri della comunità energetica. La diffusione dei comportamenti e delle abitudini potrebbe essere incoraggiata dal semplice “passaparola” tra i membri e non, in modo che, anche chi non fa parte della comunità, ne sia attratto ed abbia delle valide motivazioni per diventarne un componente.



Figura 6: finalità dello sviluppo sostenibile [6]

Lo schema riportato in figura fa riflettere su come i cittadini abbiano la possibilità di convivere l'uno con l'altro e con l'ambiente circostante, in un mondo sempre più complesso e interconnesso, che può fungere da primo passo in direzione di un'etica di responsabilità sociale, economica e soprattutto ambientale e verso uno sviluppo sostenibile. Il tutto innesca, alla fine, un circolo vizioso utile al raggiungimento della finalità principale per la quale sono istituite le comunità energetiche e i gruppi di auto-consumatori collettivi di energia rinnovabile: benefici economici ed ambientali.

## 8. CONCLUSIONI

Nel corso del lavoro si è evidenziato dettagliatamente il quadro regolatorio e normativo sia in ambito Europeo che Nazionale con riferimento ai modelli di Autoconsumatore di energia rinnovabile e ai modelli di comunità energetica rappresentante sostanzialmente dalle due varianti: la Comunità Energetica di Cittadini nel quale vige la condivisione di energia (e non per forza rinnovabile) con alcuni aspetti legati alla possibilità di gestire anche la rete di distribuzione; la Comunità Energetica Rinnovabile che si focalizza sulla condivisione di energia da fonte prevalentemente rinnovabile. A questo punto si sono tratte, dall'analisi del quadro regolatorio oggetto di indagine, le prospettive future, che rappresentano il percorso sul quale sviluppare la Comunità energetica in ideata in ComESto.

Essendo la Comunità ComESto composta da un'aggregazione attiva di utenti che cooperano per un mutuo supporto al fine di massimizzare autoconsumo ed eventuale remunerazione dei servizi offerti dalle piccole risorse poste sulla rete di Distribuzione si è dovuto definire anche la necessaria documentazione per creare un soggetto

atto a questi scopi. Per prima cosa si sono valutate le diverse possibili forme giuridiche che può assumere la Comunità energetica che hanno spaziato dalla forma Associativa a quella di Cooperativa mettendo a confronto anche alcune varianti in ciascuna delle forme individuate. Sulla base della forma giuridica ritenuta più idonea sono stati prodotti due Statuti necessari a costituire il soggetto di Comunità insieme ad una possibile proposta di schema di Regolamento interno alla Comunità energetica per disciplinare non solo la costituzione di un soggetto che svolge la funzione di aggregazione ma, anche l'attività di partecipazione ai mercati elettrici e dei servizi.

Per quanto riguarda il quadro regolatorio inerente all'erogazione dei servizi offerti ai TSO, che nel prossimo futuro potranno essere offerti con molta probabilità anche ai DSO dalle risorse di piccola taglia collocate sulla rete di distribuzione e gestite in maniera aggregata, si sono individuati i principali servizi offerti.

Con riferimento alla fornitura di questi servizi alla rete in ambito Europeo (in prospettiva futura offerti anche dalle piccole risorse aggregate) si sono individuati sia quelli previsti nel quadro regolatorio nazionale, che i servizi previsti in altri paesi dell'Unione come Finlandia, Gran Bretagna, Francia e Germania per capire il funzionamento dei relativi mercati in ciascuno dei paesi e adottare delle possibili soluzioni comuni per la fornitura dei servizi alla rete da parte delle risorse distribuite in linea con quanto proposto dai regolatori ENTSO e E.DSO rispettivamente per reti di trasmissione e distribuzione europee. Lo studio dei contesti nazionali e l'apertura dei mercati elettrici alla flessibilità offerta dalle risorse distribuite sono serviti prevalentemente come indirizzo concreto nel definire gli input alla creazione del modello di mercato interno della community energy ComESTo sviluppato nel successivo deliverable D5.4.

## 9. APPENDICI

### 8.1. APPENDICE A - Paragrafo 2 (Breve excursus storico normativo)

Scheda 15: Breve excursus storico

#### EXCURSUS STORICO

Fin dalla metà del secolo scorso gli Stati europei hanno avuto piena consapevolezza del ruolo cruciale giocato dal settore energetico nell'ambito delle relazioni internazionali, a causa del carattere strategico assunto dallo stesso nelle politiche economiche nazionali [49]. L'energia è stato uno dei primi settori disciplinati a livello europeo mediante i due trattati istitutivi della CECA (Comunità europea del carbone e dell'acciaio) e dell'EURATOM (Comunità europea dell'energia atomica); il primo, rivolto a regolare il settore energetico carbosiderurgico, fu firmato a Parigi il 18 aprile 1951, il secondo, la cui disciplina aveva ad oggetto specificamente l'energia nucleare, fu firmato a Roma il 25 marzo 1957 insieme al trattato istitutivo della CEE (Comunità economica europea). Quest'ultimo, peraltro, non conteneva alcuna disposizione in materia di energia, né dal punto di vista della liberalizzazione degli scambi, né con riferimento alle competenze specifiche delle istituzioni comunitarie [50]. La disciplina comunitaria in materia di energia ha origine nell'ex art. 308 (prima ancora art. 235) del Trattato CE, che riconosceva alla comunità i poteri necessari (c.d. *poteri impliciti*) al raggiungimento, nel funzionamento del mercato comune, degli scopi della Comunità stessa in materie per le quali il Trattato non attribuisce agli organi comunitari specifici poteri di azione. A seguito dell'entrata in vigore del Trattato di Lisbona, che ha previsto un apposito titolo in materia di energia (titolo XXI, art. 194 TFUE), la necessità di ricondurre le disposizioni comunitarie sull'energia alla teoria dei poteri impliciti è venuta meno. Per quanto riguarda le disposizioni sulla libera circolazione delle merci, nel cui ambito può includersi la regolazione degli scambi di prodotti energetici fra gli stati membri, l'adozione di norme dirette a garantire la libera concorrenza fra le imprese del settore energetico operanti nel mercato comune si è realizzata mediante l'ex art. 94 Trattato CE (ora art. 115 TFUE), che attribuisce al Consiglio Europeo, su delibera adottata all'unanimità, il potere di stabilire direttive volte al ravvicinamento delle disposizioni legislative, regolamentari ed amministrative degli stati membri che abbiano un'incidenza diretta sull'instaurazione e sul funzionamento del mercato comune.

Ciò detto, rileva far emergere come già nel 1986, l'Atto Unico Europeo (AUE), sebbene non contenga norme esplicitamente dirette a regolare la materia dell'energia, ha contribuito ad accrescere l'incidenza e le prospettive di ampliamento della normativa comunitaria nel settore energetico, nell'ambito degli obiettivi di cui all'art. 8A, comma 2, Trattato CEE, relativi all'instaurazione di uno spazio senza frontiere interne nel quale è garantita la libera circolazione di merci, persone, servizi e capitali. La normativa in questione ha dato, così, impulso all'attività della Commissione volta ad intensificare la realizzazione del mercato interno. Parallelamente, il Consiglio europeo il 16 settembre 1986 adottava una risoluzione nella quale sottolineava espressamente la necessità di una «*maggior integrazione del mercato interno dell'energia liberato dagli ostacoli agli scambi, al fine di migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento, di ridurre i costi e di rinforzare la competitività*».

Dopo l'entrata in vigore del trattato di Maastricht la politica energetica comunitaria ha trovato ulteriore vigore nelle disposizioni contenute all'art. 3, lett. n) e t) Trattato CE.

## 8.2. APPENDICE B - Capitolo 3.1. (Obiettivi della SEN 2017)

Scheda 16: obiettivi della SEN 2017

### OBIETTIVI DELLA SEN 2017

La Strategia si pone l'obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale più:

- **competitivo:** migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
- **sostenibile:** raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
- **sicuro:** continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia.

Fra i target quantitativi previsti dalla SEN:

- **efficienza energetica:** riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;
- **fonti rinnovabili:** 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo;
- **elettrico** del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;
- **riduzione del differenziale di prezzo dell'energia:** contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi;
- **dell'elettricità** rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);
- **cessazione della produzione di energia elettrica da carbone** con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;
- **razionalizzazione del downstream petrolifero**, con evoluzione verso le bio-raffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio;
- **verso la de-carbonizzazione al 2050:** rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050;
- **raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy:** da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021;
- **promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa;**
- **nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza;** maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda;
- **riduzione della dipendenza energetica dall'estero** dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

Il raggiungimento degli obiettivi presuppone alcune condizioni necessarie e azioni trasversali:

- **infrastrutture e semplificazioni:** la SEN 2017 prevede azioni di semplificazione e razionalizzazione della regolamentazione per garantire la realizzazione delle infrastrutture e degli impianti necessari alla transizione energetica, senza tuttavia indebolire la normativa ambientale e di tutela del paesaggio e del territorio né il grado di partecipazione alle scelte strategiche;
- **costi della transizione:** grazie all'evoluzione tecnologica e ad una attenta regolazione, è possibile cogliere l'opportunità di fare efficienza e produrre energia da rinnovabili a costi sostenibili. Per questo la SEN segue un approccio basato prevalentemente su fattori abilitanti e misure di sostegno che mettano in competizione le tecnologie e stimolino continui miglioramenti sul lato dell'efficienza;
- **compatibilità tra obiettivi energetici e tutela del paesaggio:** la tutela del paesaggio è un valore irrinunciabile, pertanto per le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo sfruttabile, cioè eolico e fotovoltaico, verrà data priorità all'uso di aree industriali dismesse, capannoni e tetti, oltre che ai recuperi di efficienza degli impianti esistenti. Accanto a ciò si procederà, con Regioni e amministrazioni che tutelano il paesaggio, alla individuazione di aree, non altrimenti valorizzabili, da destinare alla produzione energetica rinnovabile;
- **effetti sociali e occupazionali della transizione:** fare efficienza energetica e sostituire fonti fossili con fonti rinnovabili genera un bilancio netto positivo anche in termini occupazionali, ma si tratta di un fenomeno che va monitorato e governato, intervenendo tempestivamente per riqualificare i lavoratori spiazzati dalle nuove tecnologie e formare nuove professionalità, per generare opportunità di lavoro e di crescita.

### 8.3. APPENDICE C - Capitolo 3.2 (Decreto FER 2019/2021)

Scheda 17: le novità del decreto FER 2019/2021

### Le novità del Decreto FER 2019/2021

Il Nuovo DM FER ha lo scopo di sostenere, per il triennio 2019-2021, la produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da fonti rinnovabili. Le fonti contemplate dal Nuovo DM FER sono: l'eolico on-shore, l'idroelettrico, gli impianti alimentati a gas di discarica e gas residuati da processi di depurazione, e il fotovoltaico. Risultano invece escluse le seguenti fonti: eolico off-shore, impianti a biogas, il geotermico, impianti a biomasse e bioliquidi, oceanica e solare termodinamico. Tale esclusione viene giustificata con la necessità di prevedere regimi incentivanti diversi e separati - da un lato - per quelle fonti che hanno raggiunto un elevato livello di sviluppo, consentendo quindi una sensibile riduzione dei costi, e - dall'altro lato - per quelle fonti che mantengono ancora profili di innovatività e una scarsa diffusione, mantenendo costi più elevati. Anche il Nuovo DM FER, pur prevedendo registri e aste fino al 2021, introduce un principio di salvaguardia rappresentato dal costo massimo indicativo annuo degli incentivi di 5,8 miliardi di euro. Si tratta della stessa soglia prevista dal DM 2016. Alla data del 3 maggio il costo annuo si assesta intorno ai 4,9 miliardi ed è destinato a ridursi drasticamente nei prossimi anni per effetto dell'esaurimento dei regimi incentivanti attualmente in essere, al netto ovviamente del costo derivante dagli incentivi erogati ai sensi del Nuovo DM FER. Il DM 2016 continuerà ovviamente ad applicarsi agli impianti iscritti in posizione utile nelle graduatorie formate a seguito delle relative procedure di asta e registro. Come anticipato, il Nuovo DM FER vede dunque il ritorno dell'incentivazione al fotovoltaico, purché ricorrano determinate condizioni. Viene infatti confermato il divieto di incentivazione per gli impianti ubicati in aree agricole. L'accesso agli incentivi potrà avvenire unicamente mediante iscrizione ai registri e partecipazione alle procedure competitive d'asta. Diversamente da quanto previsto nel DM 2016, pertanto, il Nuovo DM FER elimina l'accesso diretto per gli impianti di piccola taglia. La cancellazione del meccanismo di accesso diretto è stata giustificata facendo riferimento all'alto numero di richieste di accesso diretto sotto il DM 2016; questa novità avrà sicuramente un effetto disincentivante per le piccole iniziative, in quanto forniva una certezza significativa sulla remunerazione dell'investimento per gli impianti di piccola taglia e per i piccoli investitori. Unico elemento di tutela per gli impianti di piccolissima taglia - oltre al fatto che i registri e le aste prevedono requisiti semplificati - è l'espressa estensione dell'efficacia del Nuovo DM FER anche agli impianti che ai sensi del DM 2016 accedevano direttamente agli incentivi e che abbiano già iniziato i lavori, in deroga al principio generale (confermato anche dal Nuovo DM FER) secondo cui solamente gli impianti i cui lavori non siano ancora iniziati alla data di ammissione alle graduatorie possono accedere ai nuovi incentivi. Qualche delusione sembrerebbe invece arrivare dalla previsione relativa ai contratti di compravendita a lungo termine, i cd. PPA, in merito ai quali il Nuovo DM FER si limita a rinviare ad una consultazione pubblica che il GME dovrebbe avviare entro 180 giorni dall'entrata in vigore del decreto [51]. Il Nuovo DM FER ripropone infine la possibilità di partecipare alle procedure di asta per gli impianti ubicati in altri Stati Membri o Stati terzi confinanti con l'Italia, purché esista un accordo con lo Stato Membro o con lo Stato terzo, l'accordo stabilisca un sistema di reciprocità e le modalità con cui è fornita prova dell'importazione fisica dell'elettricità rinnovabile e gli impianti posseggano tutti i requisiti soggettivi e oggettivi previsti dal presente Decreto. Segnaliamo che nel contesto del DM 2016 nessun impianto con tali caratteristiche venne ammesso agli incentivi [52].

#### 8.4. APPENDICE D - Capitolo 4 (Disamina dei modelli e forme giuridiche di Cooperativa)

La costituzione di una nuova cooperativa energetica può rappresentare l'ultimo e più stabile stadio di collaborazione tra consumatori e/o produttori di energia. In effetti, seguendo un ordine di crescente complessità organizzativa, i consumatori e/o i produttori di energia, prima di costituire una cooperativa, possono passare attraverso i seguenti *tre* modelli intermedi:

1° MODELLO	2° MODELLO	3° MODELLO
<p>Il <b>gruppo collettivo di acquisto</b> tra utenti domestici (come quelli promossi da gruppi di acquisto solidale, comunemente conosciuti come GAS) o tra imprenditori (come accade per le cooperative aderenti a consorzi di cooperative, a volte corrispondenti alle associazioni di rappresentanza del movimento cooperativo, riconosciute ai sensi dell'art. 3 d.lgs. 2 agosto 2002, n. 220 o delle corrispondenti discipline regionali) o tra aspiranti produttori di energia (come i gruppi di acquisto per pannelli fotovoltaici, detti GAF, o per l'acquisto di altri apparecchi volti a ridurre o a razionalizzare il consumo energetico, quali, ad esempio, automobili elettriche, pompe di calore o sistemi di accumulo di energia).</p>	<p>Il <b>contratto di rete</b> tra imprenditori (ai sensi dell'art. 3, commi 4 <i>ter</i> - 4 <i>quinqies</i>, d.l. 10 febbraio 2009, n. 5, conv. con l. 9 aprile 2009, n. 33), eventualmente per scambiarsi soltanto innovazione tecnologica e buone prassi (come accade già tra alcune cooperative di lavoro nel settore dei servizi energetici) [53];</p>	<p>Il <b>contratto di consorzio</b> ai sensi degli artt. 2602 ss. c.c. (come quello attualmente costituito tra un significativo numero di banche di credito cooperativo, volto ad offrire servizi energetici non solo a tali banche, ma anche ai clienti, soci e dipendenti di tali banche).</p>

Fonte: elaborazione propria

In particolare, a rilevare è la *cooperativa avente la vendita di energia ai soci come scopo mutualistico principale*, poiché tale società, tra le forme di cooperazione energetica, potrebbe essere quella con l'impatto più significativo sul mercato energetico nazionale [54].

Infatti, l'Autorità di regolazione ARERA, grazie alla cooperazione energetica, può contemporaneamente perseguire due dei principali compiti assegnati alla stessa dalla propria legge istitutiva: «garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza» nei settori energetici e, nel contempo, promuovere «la tutela degli interessi di utenti e consumatori» negli stessi settori (art. 1, comma 1, l. 14 novembre 1995, n. 481).

Tuttavia, affinché ciò accada, occorre che il legislatore e ARERA ripensino la disciplina a salvaguardia degli utenti nei settori energetici. Tale ripensamento è quanto mai urgente, nella misura in cui si realizzino forme di cooperazione energetica, sia unendo consumatori, sia unendo consumatori e produttori, sia unendo soggetti che siano contestualmente consumatori e produttori di energia. L'auspicato ripensamento del regolatore (volto a promuovere o, almeno, a non ostacolare la crescita delle cooperative energetiche) dovrebbe far sì che ARERA disciplini i mercati energetici, non limitandosi a tutelare il consumatore più debole attraverso una serie di norme imperative applicabili ai contratti di scambio aventi ad oggetto la cessione di energia (pur riconoscendosi che quest'ultima disciplina sia un momento decisivo della regolazione del mercato) e non presupponendo l'esistenza

di operatori privatistici nel settore energetico sostanzialmente corrispondenti soltanto alle società di capitali esercenti imprese non piccole [55].

Le cooperative energetiche possono concorrere, contemporaneamente, a perseguire tutti gli esposti obiettivi comunitari, poiché i proprietari di queste imprese sono interessati non già al massimo rendimento finanziario del loro investimento (come sarebbero se fossero soci di una società lucrativa), bensì a ridurre i propri consumi energetici, a lavorare nel settore energetico e/o a pagare meno l'energia consumata. La cooperativa, inoltre, essendo controllata democraticamente, può diventare uno degli attori privati maggiormente capaci a coinvolgere i consumatori nella realizzazione, in Europa, di uno sviluppo sostenibile. Sviluppo sostenibile che certamente costituisce il principio, ora anche giuridico, idoneo a bilanciare sviluppo (realizzabile necessariamente consumando energia) e protezione della natura. Ma, allora, nel disciplinare energia e ambiente, l'Unione europea e i suoi Stati membri, modificando l'attuale politica energetica, dovrebbero ricordarsi che la cooperativa potrebbe aiutare i poteri pubblici a perseguire uno sviluppo sostenibile grazie alla convinta partecipazione dei cittadini europei. In effetti, questa forma imprenditoriale potrebbe facilitare, contestualmente, un investimento privato diffuso nelle energie rinnovabili e una consapevole adesione (anche culturale) dei cittadini europei agli obiettivi comunitari in materia energetica e ambientale.

#### Scheda 18: Profili evolutivi delle cooperative energetiche

##### Profili evolutivi delle COOPERATIVE ENERGETICHE

**Che la cooperazione energetica possa diventare un mezzo efficace in mano ai consumatori tra loro organizzati non solo per diventare essi stessi protagonisti nel settore energetico, ma anche per ricevere una tutela (anche economica) adeguata principalmente grazie all'unione delle loro forze (senza cioè dipendere solo da una regolazione pubblica, spesso troppo complicata e non di rado inefficace), pare essere dimostrato dal fatto che la cooperazione in parola è promossa da organizzazioni internazionali, sta significativamente crescendo quantitativamente in alcune parti del mondo ed è addirittura additata da alcuni studiosi come la più moderna forma d'impresa energetica nell'economia del domani.**

Si evidenzia [56], infine, che una rete tra cooperative energetiche (formalizzata, con crescente grado di vincolatività, mediante la stipulazione di un contratto di rete fino alla costituzione di gruppo orizzontale, non necessariamente nella forma del gruppo cooperativo paritetico *ex art. 2545-septies c.c.*, magari attraverso cooperative di secondo o di terzo grado) può consentire loro di stare efficacemente sul mercato energetico, sempre più competitivo e normato, pur rimanendo piccole o medie imprese e mantenendo il loro radicamento territoriale. Proprio il radicamento territoriale delle cooperative energetiche di consumatori, assieme alla loro appartenenza ad una comune realtà consortile, dovrebbe evitare inutili concorrenze tra cooperative (naturalmente regolabili nel rispetto della disciplina *antitrust*) e facilitare l'esternalizzazione o la condivisione di alcune fasi delle rispettive imprese (come alcuni specifici rapporti con la pubblica amministrazione, tra cui è bene segnalare l'ente pubblico non economico rappresentato dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico).

Fonte: elaborazione propria

### 8.4.1. APPENDICE E - (Proposta di Statuto e Regolamento CER)

Qui di seguito le due proposte di Statuto della Comunità Energetica e a seguire uno schema di Regolamento interno.

## STATUTO DELL'ASSOCIAZIONE "COMUNITA' ENERGETICA"

### TITOLO I

#### Denominazione, sede, durata, scopo sociale, oggetto sociale

##### Articolo 1 - Denominazione

È Costituita, ai sensi dell'articolo 36 e seguenti del Codice civile, l'associazione denominata: "comunità energetica". L'associazione è disciplinata dal presente statuto, nel rispetto e nei limiti delle leggi statali e regionali.

##### Articolo 2 - Sede

L'associazione ha sede nel Comune di \_\_\_\_\_.

##### Articolo 3 - Durata

La durata dell'associazione, salvo quanto stabilito all'articolo 19 del Codice civile, è a tempo indeterminato.

##### Articolo 4 - Scopo sociale

La Comunità energetica, nella forma giuridica di associazione, persegue:

- in via principale l'**obiettivo** di fornire **benefici ambientali, economici o sociali** a livello di comunità ai propri associati o alle aree locali in cui il soggetto giuridico opera, piuttosto che profitti finanziari;
- come **ulteriori scopi**, quelli di contribuire allo sviluppo di un'economia basata sulla condivisione e sulla sostenibilità economica e ambientale promuovendo lo sviluppo della produzione e l'uso di energia in modo consapevole, ecosostenibile e partecipato.

L'associazione si propone di operare in campo sociale, culturale ed istituzionale al fine di promuovere:

- la tutela dell'ambiente;
- il risparmio energetico;
- la diffusione delle fonti di energia rinnovabile;
- la produzione di energia sul territorio;
- l'autosufficienza energetica.

Più in particolare, sono scopi istituzionali dell'associazione:

- promuovere, in accordo con le istituzioni locali, la Fondazione di fonti di energia rinnovabile;
- promuovere attività culturali mirate alla diffusione della cultura del risparmio energetico e dell'autoproduzione di energia.

L'associazione si qualifica come ente non commerciale senza scopo lucrativo e pertanto il suo patrimonio non potrà essere distribuito tra i soci, anche indirettamente, a meno che la destinazione sia imposta *ex lege*.

L'Associazione potrà altresì svolgere attività commerciali unicamente in via residuale e in ogni caso strumentale al raggiungimento dei fini istituzionali. Tuttavia, qualora in ossequio alla realizzazione degli scopi istituzionali, si richiedesse l'attribuzione ai soci di una remunerazione economica ai loro esborsi finanziari, tali attribuzioni saranno tassate secondo legge. L'Associazione potrà partecipare ad altre associazioni, fondazioni, consorzi o enti aventi scopo analogo o connesso e comunque non aventi scopo di lucro.

##### Articolo 4 bis - Rinvio alla normativa comunitaria (sullo scopo sociale)

Conformemente alle recenti direttive approvate dall'Unione europea tra il 2018 e il 2019, costituenti il cosiddetto pacchetto energia pulita, e per ultima alla direttiva n. del 2020, la comunità energetica si propone di favorire una partecipazione attiva delle persone (anche associate), nella loro duplice veste di cittadini e di consumatori, ai quali va riconosciuto un maggiore e più efficace potere decisionale mediante una migliore informazione, una maggior libertà negoziale, l'autoproduzione e l'autoconsumo (anche in forma collettiva). In questo modo, grazie al ruolo attivo e coordinato dei consumatori, sarà facilitata l'attuale transizione energetica verso un sistema più decentralizzato, più efficiente, più flessibile e prevalentemente basato sulle energie prodotte da fonti rinnovabili.

#### **Articolo 5 - Oggetto sociale**

La comunità energetica, nel perseguimento dello scopo indicato all'articolo precedente, ha per oggetto, con riferimento ai requisiti e agli interessi dei soci:

- 1) la partecipazione alla generazione, anche da fonti rinnovabili, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia, ai servizi di efficienza energetica, o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci;
- 2) lo scambio, all'interno della stessa comunità, dell'energia (rinnovabile) prodotta dalle unità di produzione detenute da tale comunità produttrice/consumatrice di energia (rinnovabile), anche organizzando forme di condivisione dell'energia elettrica prodotta dalle unità di produzione della comunità, fatto salvo il mantenimento dei diritti e degli obblighi dei membri della comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile come clienti finali;
- 3) l'accesso a tutti i mercati dell'energia elettrica appropriati, direttamente o mediante aggregazione.
- 4) l'accesso ai mercati dei servizi di dispacciamento, direttamente o mediante aggregazione.

#### **Articolo 5 bis - Garanzie e fidejussioni**

La Comunità energetica può prestare garanzie o fidejussioni, costituire società o altri enti, collaborare con altre imprese anche mediante contratti di rete o gruppi cooperativi paritetici, assumere partecipazioni in altre imprese e compiere tutte le operazioni di natura finanziaria, commerciale, mobiliare, immobiliare e industriale che risultino necessarie o utili per realizzare l'oggetto sociale nel rispetto degli scopi di cui al precedente Articolo 4 e in aderenza i pertinenti principi di cui alla Direttive europee citate in premessa e alle disposizioni di legge nazionali di recepimento delle predette Direttive e altri atti da esse derivanti.

## **TITOLO II** **Patrimonio sociale ed esercizio**

#### **Articolo 6 - Patrimonio sociale**

Il Patrimonio dell'associazione è costituito:

- dai beni, mobili ed immobili, di proprietà dell'associazione stessa;
- della quota d'iscrizione ed eventuali quote associative annuali;
- da eventuali contributi, donazioni e lasciti;
- da eventuali fondi di riserva;
- dai versamenti liberamente effettuati dagli associati, destinati a specifiche finalità istituzionali, da individuarsi ad opera del consiglio direttivo;
- da ogni altra entrata derivante o connessa con le attività espletate.

#### **Articolo 7 - Esercizio sociale**

L'Esercizio sociale si chiude il 31 dicembre di ogni anno. Entro il 31 Marzo di ogni anno il consiglio direttivo predisporre il bilancio dell'esercizio precedente da sottoporre all'assemblea per l'approvazione. Il bilancio deve essere approvato entro quattro mesi dalla chiusura dell'esercizio precedente.

#### **Articolo 8 - Destinazione dei ricavi ed obbligazioni dell'associazione**

Gli eventuali ricavi e/o riserve dovranno essere impiegati per la realizzazione delle attività statutarie ai fini dell'esclusivo perseguimento delle finalità civiche, solidaristiche e di utilità sociale. È fatto divieto di distribuire, anche in modo indiretto, gli utili d'esercizio, le riserve, i fondi di gestione e il capitale durante la vita dell'Associazione.

Per le obbligazioni assunte dalle persone che rappresentano l'Associazione i terzi possono far valere i loro diritti sul patrimonio dell'Associazione. Delle obbligazioni stesse i soci rispondono nei limiti delle loro quote.

### TITOLO III Soci

#### Articolo 9 - *Soci*

Posto che la **partecipazione** all'associazione, è aperta e volontaria, conformemente al diritto nazionale applicabile, possono partecipare, nella veste di soci, persone fisiche, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, piccole e medie imprese (PMI), purché la partecipazione alla comunità delle stesse non costituisca l'attività commerciale e/o industriale principale.

Il numero degli associati è illimitato, ma comunque non inferiore al minimo stabilito dalla legge (sette soci).

I soci si distinguono in:

- fondatori: coloro che costituiscono l'ente associativo sottoscrivendone l'atto costitutivo;
- ordinari: coloro che richiedono l'iscrizione e versano la quota da associazione;
- onorari: coloro che per prestigio, competenze meriti vengano nominati all'unanimità dal consiglio direttivo; tale qualifica ha esclusivamente finalità onorifica.

Tutti i soci, ad esclusione di quelli onorari, sono tenuti al versamento della quota associativa nell'importo stabilito annualmente dal consiglio direttivo e ratificato dall'assemblea.

#### Articolo 10 - *Diritti dei soci*

La qualifica di socio riconosce il diritto:

- a partecipare, anche attivamente su base volontaria, alla vita dell'associazione;
- a partecipare all'elezione degli organi direttivi ed a proporsi come candidato;
- ad essere informati delle iniziative degli eventi organizzati;
- a partecipare finanziariamente, secondo la propria volontà e disponibilità, alle iniziative e dai progetti posti in essere dall'associazione.

La qualifica di socio è subordinata all'accoglimento della domanda da parte del consiglio direttivo, contro la cui decisione è ammesso appello all'assemblea.

All'atto della presentazione della domanda di adesione, ogni aspirante socio ha diritto di prendere visione del presente statuto e di essere informato su ogni aspetto legale, fiscale ed operativo conseguente alla sua adesione all'associazione.

#### Articolo 11 - *Doveri dei soci*

I soci sono tenuti a rispettare le norme del presente statuto e le deliberazioni del consiglio direttivo, la cui inosservanza può dare luogo, nei casi più gravi e su delibera motivata ed unanime del consiglio direttivo, alla esclusione del socio, salva la ratifica dell'assemblea. L'esclusione può avere luogo anche per indennità del socio o per morosità dello stesso nel versamento della quota di associazione, sempre su delibera motivata del consiglio direttivo. È considerato moroso il socio che ritarda di oltre 90 giorni il versamento della quota associativa.

I soci sono obbligati a mettere a disposizione dell'Associazione il tetto dell'immobile ed eventuali pertinenze dell'immobile, per la realizzazione eventuale di un impianto di energia rinnovabile fermo restando che nell'ambito del mercato energetico, la partecipazione dei membri alla comunità energetica prevede il mantenimento dei diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio venditore.

I soci sono tenuti a contribuire al raggiungimento degli scopi dell'Associazione e prestare, nei modi e nei tempi concordati, la propria opera secondo i fini dell'ente stesso, in modo personale, spontaneo e gratuito, senza fine di lucro, anche indiretto, fatto salvo il disposto dell'art. 36 del D.lgs 117/2017.

#### **Articolo 12 - Perdita della qualità di socio**

La qualità di socio viene meno per decesso, dimissioni ed esclusione nei casi sopra indicati.

La perdita della qualifica di socio non dà diritto alla restituzione delle quote dei contributi a qualsiasi titolo versati né ad alcuna liquidazione della quota sul fondo comune.

Fanno Eccezione i versamenti effettuati spontaneamente a sostegno ed in esecuzione di specifici progetti (per esempio costruzione di impianti o di parchi fotovoltaici), per cui la perdita della qualità di socio, dà diritto alla restituzione ma solo quando le somme da restituire siano rimpiazzate nel loro intero ammontare da parte di altri soci; ciò al fine di mantenere l'integrità economica e finanziaria del progetto finanziato.

### **TITOLO IV AMMINISTRAZIONE – CONSIGLIO DIRETTIVO**

#### **Articolo 13 - Amministrazione**

L'Associazione è amministrata da un consiglio direttivo composto da un minimo di tre ad un massimo di 7 membri scelti tra i soci fondatori ed ordinari.

I consiglieri sono nominati dall'assemblea, durano in carica tre anni e possono essere rieletti anche più volte.

Il rinnovo del consiglio direttivo avviene in sede di approvazione del bilancio relativo al terzo esercizio di carica.

Il primo consiglio direttivo viene nominato in sede di costituzione dell'associazione.

Qualora venga meno un consigliere, il consiglio direttivo, alla prima riunione, provvede alla sua sostituzione, chiedendo nella convalida alla prima assemblea.

Il consiglio direttivo si riunisce validamente con la presenza della maggioranza dei consiglieri.

Il consiglio direttivo è convocato con avviso personale contenente l'ordine del giorno, a cura del presidente e delibera a maggioranza assoluta dei presenti.

#### **Articolo 14 - Composizione del consiglio direttivo**

Il Consiglio direttivo nomina al suo interno un presidente, un vicepresidente e un tesoriere.

La funzione del presidente è quella di rappresentare l'associazione di fronte ai terzi ed in giudizio, convocare il consiglio direttivo e l'assemblea dei soci, curare l'esecuzione delle deliberazioni del consiglio direttivo, e sorvegliare il buon andamento amministrativo dell'associazione;

verificare il rispetto dello statuto; presiedere l'assemblea ed il consiglio direttivo e curare l'ordinato svolgimento dei lavori.

Il presidente, in caso d'urgenza, può esercitare i poteri del consiglio direttivo, salvo ratifica di quest'ultimo alla prima riunione successiva.

La funzione del vicepresidente quella di esercitare le funzioni del presidente, in caso di sua assenza o impedimento.

La funzione del tesoriere è di riscuotere le quote di iscrizione; provvedere ai pagamenti e curare la tenuta della contabilità e dei libri sociali; curare i rapporti con le banche o istituti di credito, con facoltà di procedere a depositi e a prelievi.

#### **Articolo 15 - Funzioni del consiglio direttivo**

Il Consiglio si riunisce tutte le volte che il presidente lo ritenga necessario o che ne sia fatta richiesta da almeno due dei suoi membri e comunque almeno una volta l'anno per predisporre il bilancio e deliberare in ordine all'ammontare della quota sociale.

Il consiglio è investito dei più ampi poteri per la gestione ordinaria e straordinaria dell'associazione ad eccezione di solo quelli espressamente riservati All'assemblea dei soci dal presente statuto.

Esso procede pure alla nomina di collaboratori, rappresentanti e consulenti determinandone e approvando nei compensi, che dovranno comunque essere ratificati dall'assemblea.

Il consiglio direttivo può delegare specifiche attribuzioni ad uno o più dei suoi componenti.

## TITOLO V ASSEMBLEA

### **Articolo 16 - Assemblea**

L'Assemblea è organo sovrano dell'associazione; le sue decisioni obbligano tutti i soci.

I soci sono convocati in assemblea dal consiglio direttivo almeno una volta all'anno entro il quarto mese per l'approvazione del bilancio dell'esercizio precedente, mediante comunicazione scritta diretta ciascun socio anche in via telematica, contenente l'ordine del giorno, almeno 8 giorni prima di quello fissato per l'adunanza, oppure mediante affissione dell'avviso di convocazione negli stessi termini presso la sede sociale.

### **Articolo 15 - Delibere assembleari**

L'assemblea delibera sul bilancio predisposto dal consiglio direttivo, sugli indirizzi e le direttive generali dell'associazione, nonché sulla nomina dei componenti del consiglio direttivo, sulle modifiche dell'atto costitutivo e dello statuto e su quant'altro è ad essa demandato per statuto.

Hanno Diritto di intervenire all'assemblea tutti i soci in regola con pagamento della quota annua di associazione. I Soci possono farsi rappresentare esclusivamente da altri soci ma nessun socio può portare più di tre voti oltre al proprio.

### **Articolo 16 - Costituzione dell'assemblea**

L'assemblea è presieduta dal presidente del consiglio direttivo oppure in sua assenza, dal vicepresidente. In mancanza di entrambi, l'assemblea provvede a nominare un presidente tra i presenti.

Il presidente dell'assemblea nomina un segretario.

Spetta al presidente dell'assemblea di constatare la regolarità delle deleghe e in genere il diritto di intervento all'assemblea. Delle riunioni dell'assemblea si redige il processo verbale che dovrà essere firmato dal presidente e dal segretario.

L'assemblea è validamente costituita con la presenza, in proprio o per valide deleghe, di almeno la metà degli associati e delibera con la maggioranza semplice dei voti dei presenti.

Per Le modifiche statutarie occorre la presenza di almeno tre quarti degli associati ed il voto favorevole della maggioranza dei presenti.

## TITOLO VI Scioglimento

### **Articolo 17 - Scioglimento**

Lo Scioglimento dell'associazione deliberato dall'assemblea con maggioranza di almeno tre quarti degli associati; l'assemblea provvede alla nomina di uno o più liquidatori, determinandone i poteri ed il compenso, e delibera in ordine alla devoluzione del patrimonio.

In caso di estinzione o scioglimento dell'associazione, il patrimonio residuo è devoluto, previo parere positivo dell'Ufficio territoriale del Registro Unico Nazionale del Terzo Settore, da quando sarà operativo, e salva diversa destinazione imposta dalle Legge, ad altri enti del Terzo Settore o comunque a fini di pubblica utilità.

## TITOLO VII Disposizioni transitorie e finali

### **Articolo 18 - Modifiche dello statuto**

Il presente statuto regola e vincola alla sua osservanza tutti coloro che aderiscono all'Associazione in qualità di soci. Esso può essere modificato solo dall'Assemblea dell'Associazione riunita in seduta straordinaria.

### **Articolo 19 - Regolamento interno**

L'Assemblea approva il regolamento interno, che rimane valido a tempo indeterminato e ad ogni modo fino quando non venga modificato o soppresso dall'Assemblea medesima.

### Articolo 20 - Norme generali

Il presente Statuto entra in vigore all'atto della sua approvazione.

Per tutto quanto non specificamente previsto dal presente statuto, si rimanda alle leggi ed ai regolamenti vigenti, ed ai principi generali dell'ordinamento giuridico.

---

## STATUTO COMUNITA' ENERGETICA [ \_\_\_\_\_ ] IN FORMA DI COOPERATIVA

In aderenza ai principi di cui alle Direttive del Parlamento e del Consiglio Europei (UE) 2018/2001 del 11 dicembre 2018 e (UE) 2019/944 del 5 giugno 2019:

### TITOLO I DENOMINAZIONE - SEDE - DURATA

#### Articolo 1 - (Denominazione – sede – durata – norme applicabili)

1.1. E' costituita la COMUNITA' ENERGETICA [ \_\_\_\_\_ ] in forma di Cooperativa denominata "nome\_cooperativa" o, in manea abbreviata, "forma\_abbreviata".

1.2. La Comunità energetica ha sede in \_\_\_\_\_.

1.3. La durata della Comunità energetica è stabilita fino al giorno \_\_\_\_\_.

1.4. Alla cooperativa si applicano le leggi speciali in materia di fonti energetiche rinnovabili, nonché le disposizioni previste dal Titolo VI del Codice Civile in quanto compatibili e, per quanto non previsto dal titolo VI del Codice Civile, le disposizioni sulle società a responsabilità limitata.

#### Articolo 2 - (Scopo mutualistico)

La Comunità energetica, nella forma giuridica di cooperativa, persegue:

- in via principale l'**obiettivo** di fornire **benefici ambientali, economici o sociali** a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui il soggetto giuridico opera, piuttosto che profitti finanziari.
- come **ulteriori scopi**, quelli di contribuire allo sviluppo di un'economia basata sulla condivisione e sulla sostenibilità economica e ambientale promuovendo lo sviluppo della produzione e l'uso di energia in modo consapevole, ecosostenibile e partecipato.

Conformemente alle recenti direttive approvate dall'Unione europea tra il 2018 e il 2019, costituenti il cosiddetto pacchetto energia pulita conosciuto in Europa prima come Winter Package e ora come Clean Energy Package, e le direttive 2018/2001, Renewable Energy Directive II (REDII), e 2019/ 944 'Common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/ 27/ EU, la comunità energetica si propone di favorire una partecipazione attiva di utenti finali (anche associati), nella loro duplice veste di cittadini e di consumatori, ai quali va riconosciuto un maggiore e più efficace potere decisionale mediante una migliore informazione, una maggior libertà negoziale, l'autoproduzione e l'autoconsumo (anche in forma collettiva). In questo modo, grazie al ruolo attivo e coordinato dei consumatori, sarà facilitata l'attuale transizione energetica verso un sistema più decentralizzato, più efficiente, più flessibile e per lo più basato sulle energie prodotte da fonti rinnovabili.

#### Articolo 3 - (Oggetto sociale)

3.1. La comunità energetica, nel perseguimento dello scopo indicato all'articolo precedente, ha per oggetto, con riferimento ai requisiti e agli interessi dei soci:

- 1) la partecipazione alla generazione, anche da fonti rinnovabili, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia, ai servizi di efficienza energetica, o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci;
- 2) lo scambio, all'interno della stessa comunità, dell'energia (rinnovabile) prodotta dalle unità di produzione detenute da tale comunità produttrice/consumatrice di energia (rinnovabile), anche organizzando forme di condivisione dell'energia elettrica

prodotta dalle unità di produzione della comunità, fatto salvo il mantenimento dei diritti e degli obblighi dei membri della comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile come clienti finali;

- 3) l'accesso a tutti i mercati dell'energia elettrica appropriati, direttamente o mediante aggregazione.
- 4) l'accesso ai mercati dei servizi di dispacciamento, direttamente o mediante aggregazione.

3.2. La Comunità energetica può prestare garanzie o fidejussioni, costituire società o altri enti, collaborare con altre imprese anche mediante contratti di rete o gruppi cooperativi paritetici, assumere partecipazioni in altre imprese e compiere tutte le operazioni di natura finanziaria, commerciale, mobiliare, immobiliare e industriale che risultino necessarie o utili per realizzare l'oggetto sociale nel rispetto degli scopi di cui al precedente Articolo 2 e in aderenza i pertinenti principi di cui alla Direttive europee citate in premessa e alle disposizioni di legge nazionali di recepimento delle predette Direttive e altri atti da esse derivanti.

## TITOLO II SOCI

### **Articolo 4 - (Soci)**

Posto che la **partecipazione** dei membri/azionisti, è aperta e volontaria, conformemente al diritto nazionale applicabile, possono partecipare, nella veste di soci, persone fisiche, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, piccole e medie imprese (PMI), purché la partecipazione alla comunità delle stesse non costituisca l'attività commerciale e/o industriale principale, i cui punti di prelievo per il consumo dell'energia elettrica e i punti di immissione degli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile siano ubicati su reti elettriche di bassa tensione sottese alla medesima cabina di trasformazione media tensione/bassa tensione.

La Comunità può raggruppare diverse tipologie di utenze, secondo la classificazione per la quale si rinvia al regolamento.

### **Articolo 5 - (attività dei soci)**

I soci si rendono parte attiva della comunità per il conseguimento dell'oggetto sociale della cooperativa. In particolare, si adopereranno per il raggiungimento degli scopi n° 3, 4 e 5 dall'art 3. Per il raggiungimento degli stessi i soci si rendono disponibili ad installare appositi dispositivi per il monitoraggio ed il controllo dei consumi. In funzione di questa attività è previsto un vantaggio economico per come disciplinato nel regolamento.

### **Articolo 6 - (Diritti ed obblighi dei soci)**

#### **6.1. La quota sottoscritta da ciascun socio potrà essere versata in forma dilazionata e precisamente:**

- almeno il \_\_\_\_ % al momento dell'ammissione;
- il restante nei termini stabiliti dall'organo amministrativo.

I soci cooperatori sono obbligati:

- a) al versamento della quota sottoscritta, con le modalità e nei termini sopra previsti;
- b) al versamento dell'eventuale sovrapprezzo deliberato dall'assemblea;
- c) al versamento della tassa di ammissione eventualmente stabilita dagli amministratori
- d) all'osservanza dello statuto, dei regolamenti e delle deliberazioni legalmente adottate dagli organi sociali.

I soci in particolare:

- a) concorrono alla gestione dell'impresa partecipando alla formazione degli organi sociali e alla definizione della struttura di direzione e conduzione della medesima;
- b) partecipano all'elaborazione di programmi di sviluppo e alle decisioni concernenti le scelte strategiche, nonché alla realizzazione dei processi produttivi della cooperativa;
- c) contribuiscono alla formazione del capitale sociale, a partecipare al rischio d'impresa, ai risultati economici e alle decisioni sulla loro destinazione senza mai prescindere dal perseguimento dello scopo mutualistico sopra specificato.
- d) mettono a disposizione le loro capacità professionali anche in relazione al tipo ed allo stato dell'attività svolta

- e) contribuiscono allo svolgimento dell'attività dell'impresa sociale a seconda della necessità e in particolare restano eventualmente il proprio lavoro in cooperativa in relazione alla natura del rapporto di lavoro nonché alla quantità delle prestazioni di lavoro disponibili per la cooperativa stessa.

È altresì fatto divieto ai soci di aderire contemporaneamente ad altre cooperative che perseguono identici scopi sociali ed esplicano un'attività effettivamente concorrente, nonché di prestare lavoro a favore di terzi esercenti imprese effettivamente concorrenti, salva espressa autorizzazione dell'organo amministrativo. Tuttavia, con riferimento alla categoria dei soci anche lavoratori, gli amministratori, in considerazione delle caratteristiche della tipologia del rapporto di lavoro instaurato, possono autorizzare il lavoratore allo svolgimento di altre prestazioni lavorative a favore di terzi, nonché, in qualità di socio, presso altre cooperative.

#### **6.2. Tra i diritti spettanti ad i soci non amministratori, si prevede:**

- i soci che non partecipano all'amministrazione hanno diritto di avere dagli amministratori notizie sullo svolgimento degli affari sociali e di consultare, anche tramite professionisti di loro fiducia, i libri sociali e tutti i documenti relativi all'amministrazione;
- le decisioni dei soci che non sono prese in conformità della legge o dell'atto costitutivo possono essere impugnate dai soci che non mi hanno consentito entro 90 giorni dalla loro trascrizione nel libro delle decisioni dei soci;
- ciascun socio può promuovere l'azione di responsabilità contro gli amministratori, fermo restando che l'azione promossa potrà essere oggetto di rinuncia o transazione da parte della cooperativa, purché vi consenta una maggioranza qualificata dei soci rappresentante almeno i 2/3 del capitale sociale e, purché vi si oppongano tanti soci che rappresentino almeno 1/10 del capitale sociale;
- i soci che hanno intenzionalmente deciso o autorizzato il compimento di atti dannosi per la cooperativa, i soci o i terzi, sono solidalmente responsabili con gli amministratori ai sensi dell'articolo 2476 comma 7 del codice civile.

#### **Articolo 7 - (Perdita della qualità di socio)**

La qualità di socio si perde per recesso, esclusione, o per causa di morte.

##### **7.1. Recesso**

Oltre ai casi Previsti dalla legge può recedere il socio:

- a) che abbia perduto i requisiti per l'ammissione;
- b) che non si trovi più in grado di partecipare al raggiungimento degli scopi sociali.

Il recesso non può essere parziale.

la domanda di recesso deve essere comunicata con raccomandata alla cooperativa. Gli amministratori devono esaminarla entro 60 giorni dalla ricezione, verificando se ricorrono i motivi che, a norma della legge e del presente statuto, legittimano il recesso. Se non sussistono i presupposti del recesso, gli amministratori devono darne immediatamente comunicazione al socio il quale, entro 60 giorni dal ricevimento di tale comunicazione, potrà proporre opposizione innanzi al tribunale.

in riferimento ai rapporti mutualistici tra il socio e la cooperativa il recesso ha effetto, esclusivamente per i soci con scambio mutualistico diverso da quello di lavoro con la chiusura dell'esercizio in corso se comunicato tre mesi prima e in caso contrario con la chiusura dell'esercizio successivo.

##### **7.2. Esclusione**

L'esclusione viene pronunciata dagli amministratori, oltre che nei casi previsti dalla legge, anche nei confronti del socio cooperatore:

- a) che non risulti avere o abbia perso i requisiti previsti per la partecipazione alla cooperativa;
- b) che venga dichiarato interdetto, inabilitato ho fallito;
- c) che venga a trovarsi in una delle situazioni di incompatibilità
- d) che, sei socio lavoratore, abbia visto risolto l'ulteriore rapporto di lavoro, per uno dei motivi previsti dalla legge;
- e) che senza giustificato motivo si renda moroso nel pagamento delle quote sottoscritte o nei pagamenti di eventuali debiti contratti ad altro titolo verso la cooperativa;

- f) che venga a trovarsi in una delle situazioni di incompatibilità previste dal presente statuto senza l'autorizzazione del consiglio di amministrazione nei casi in cui sia prevista;
- g) che svolga utenti di svolgere mediante atti idonei a ciò univocamente diretti attività in concorrenza o contraria agli interessi sociali;
- h) che in qualunque altro modo arrechi danni gravi alla cooperativa.

L'esclusione diventa efficace con riguardo al rapporto sociale a far data dal ricevimento della comunicazione del provvedimento deliberato dagli amministratori. In relazione ai rapporti mutualistici tra socio e cooperativa, l'esclusione ha effetto con la chiusura dell'esercizio in corso, se comunicato tre mesi prima e in caso contrario con la chiusura dell'esercizio successivo.

### **7.3. Diritti conseguenti al recesso o all'esclusione del socio**

I soci receduti o esclusi hanno solo il diritto al rimborso delle somme versate per liberare la quota da essi sottoscritta, aumentate di quelle ad esse eventualmente attribuite per rivalutazione o ristorno. La liquidazione avrà luogo sulla base del bilancio dell'esercizio nel quale lo scioglimento del rapporto sociale diventa operativo. Il pagamento, salvo il diritto di ritenzione spettante alla cooperativa fino a concorrenza di ogni proprio eventuale credito liquido, deve essere eseguito entro 180 giorni dall' approvazione del bilancio stesso. I soci receduti o esclusi avranno altresì diritto alla quota dei dividendi eventualmente maturati e deliberati relativi al bilancio dell'esercizio nel quale lo scioglimento del rapporto sociale diventa operativo. Le riserve non sono ripartibili tra i soci, né durante l'esistenza della cooperativa né all'atto del suo scioglimento. Ù

### **7.4. Morte del socio**

In caso di morte del socio, gli eredi conseguono il diritto al rimborso della quota da lui effettivamente versata ed eventualmente rivalutata, nonché al pagamento dei dividendi maturati nella misura e con le modalità previste dal regolamento. Gli eredi del socio deceduto dovranno presentare, unitamente alla richiesta di liquidazione della quota, atto notorio dal quale risulti chi sono gli aventi diritto e la nomina di un unico delegato alla riscossione.

### **7.5. Prescrizione dei diritti**

I soci receduti o esclusi e gli eredi del socio deceduto dovranno richiedere il rimborso della quota loro spettante entro i 5 anni dalla data di approvazione del bilancio dell'esercizio, nel quale lo scioglimento del rapporto sociale è divenuto operativo.

## **TITOLO III PATRIMONIO SOCIALE E BILANCIO**

### **Articolo 8 - (patrimonio sociale)**

Il patrimonio della cooperativa è costituito:

- a) dal capitale sociale dei soci operatori che è variabile ed è formato da un numero illimitato di quote nominative, ciascuna del valore non inferiore ai limiti di legge e del limite minimo di partecipazione stabilito dall'assemblea; il valore nominale di ciascuna quota non può essere inferiore a \_\_\_\_\_ ;
- b) dagli strumenti finanziari partecipativi posseduti dagli investitori qualificati di cui al regolamento;
- c) dalla riserva legale formata con le quote degli utili di esercizio;
- d) da ogni altra riserva costituita o prevista per legge;
- e) dalla riserva divisibile eventualmente formata con le quote di utili di esercizio;
- f) dalla riserva straordinaria.

Per le obbligazioni sociali risponde soltanto la cooperativa con il suo patrimonio e conseguentemente i soci nei limiti delle quote sottoscritte ed eventualmente assegnate.

### **Articolo 9 - (esercizio sociale e bilancio)**

L'esercizio sociale va dal 1° gennaio al 31 dicembre di ogni anno.

Alla fine di ogni esercizio sociale l'organo amministrativo provvede alla redazione del bilancio secondo le disposizioni di legge.

Nello stato patrimoniale e nel conto economico devono essere riportati separatamente i dati dell'attività svolta con i soci distinguendo le diverse gestioni mutualistiche.

Il bilancio deve essere accompagnato dalla relazione sulla gestione nella quale in particolare sono indicati i criteri seguiti dagli amministratori nella gestione sociale per il conseguimento dello scopo mutualistico, attraverso l'attuazione dei diversi scambi mutualistici evidenziati nello scopo sociale; nella suddetta relazione gli amministratori illustrano anche le ragioni delle deliberazioni adottate con riguardo all'ammissione dei nuovi soci.

Il bilancio deve essere presentato all'assemblea dei soci per l'approvazione entro 120 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale o, se la cooperativa è tenuta alla redazione del bilancio consolidato oppure quando lo richiedono particolari esigenze relative alla struttura e all'oggetto della cooperativa, entro 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale. Gli amministratori con propria deliberazione, presa prima della scadenza dei 90 giorni dalla data di chiusura dell'esercizio sociale, dovranno enunciare le particolari esigenze per cui si rendesse eventualmente necessario il prolungamento del termine fino a 180 giorni. Gli amministratori dovranno segnalare le ragioni dello slittamento del termine nella relazione sulla gestione.

L'assemblea che approva il bilancio nel rispetto delle leggi vigenti in materia può deliberare in favore dei soci cooperatori trattamenti economici ulteriori a titolo di ristorno.

In particolare, per i soci consumatori ed utenti, con apposito regolamento approvato con le modalità di cui all'articolo 2521 del Codice civile, verranno fissate le regole di determinazione del ristorno, che dovranno tener conto del criterio di proporzionalità del medesimo in relazione alla quantità e la qualità dello scambio mutualistico nel corso dell'esercizio sociale. L'assemblea può deliberare la distribuzione dei ristorni a ciascun socio anche mediante un aumento proporzionale delle rispettive quote, in deroga a quanto previsto dall'articolo 2525 del Codice civile.

#### **Articolo 10 - (destinazione dell'utile)**

L'assemblea che approva il bilancio, delibera sulla ripartizione dell'utile netto, destinandolo:

- a) una quota non inferiore al 30% alla riserva legale;
- b) una quota ai fondi mutualistici per la promozione e lo sviluppo della cooperazione nella misura e con le modalità previste per legge;
- c) un eventuale quota ad aumento gratuito del capitale sociale sottoscritto e versato nei limiti consentiti dalle leggi materia per il mantenimento dei requisiti mutualistici ai fini fiscali;
- d) una eventuale quota quale dividendo ragguagliata al capitale effettivamente versato ed eventualmente rivalutata da distribuire ai soci sovventori in misura non superiore a [...]: rispetto quanto stabilito alla precedente lettera e;
- e) quanto residua alla riserva straordinaria.

L'assemblea può deliberare, fermo restando le destinazioni obbligatorie per legge per il mantenimento dei requisiti mutualistici e in deroga le disposizioni dei commi precedenti, che la totalità degli utili di esercizio venga devoluta alle riserve indivisibili. In ogni caso, non potranno essere distribuiti dividendi e non potrà essere effettuata la valutazione gratuita del capitale sociale, finché non si sia provveduto alla totale ricostituzione delle riserve eventualmente utilizzate a copertura di perdite di esercizio. Le riserve non sono ripartibili tra i soci cooperatori né durante l'esistenza della cooperativa né al momento del suo scioglimento.

## **TITOLO IV GOVERNO DELLA SOCIETA'**

#### **Articolo 11 - (organi sociali)**

Sono organi della cooperativa:

- a) l'assemblea dei soci;
- b) l'organo amministrativo (amministratori);
- c) il collegio sindacale, se nominato;
- d) comitato tecnico - scientifico.

#### **Articolo 11 - (decisioni dei soci)**

I soci decidono sulle seguenti materie nonché su ogni altra materia che la legge ed il presente statuto riservano alla loro competenza:

- a) approvazione del bilancio consuntivo e distribuzione degli utili ai sensi di quanto previsto dal presente statuto;
- b) nomina e revoca degli amministratori, determinazione del periodo di durata del loro mandato e del numero degli amministratori;
- c) determinazione degli eventuali compensi dovuti agli amministratori per la loro attività collegiale;
- d) nomina se obbligatorio per legge o se ritenuto comunque opportuno dei componenti del collegio sindacale, elezione tra questi del presidente e determinazione dei compensi loro spettanti; deliberazione dell'eventuale revoca dei sindaci;
- e) nomina, se è obbligatorio per legge e se ritenuto comunque opportuno, di un revisore, con determinazione del corrispettivo relativo all'intera durata dell'incarico;
- f) approvazione dei regolamenti nel rispetto dell'articolo 2521 del codice civile;
- g) deliberazione sulle domande di ammissione socio non accolte dagli amministratori, in adunanza appositamente convocata ed in ogni caso, in occasione della prima convocazione successiva alla richiesta da parte dell'interessato di pronuncia assembleare;
- h) modificazioni dello statuto costitutivo;
- i) decisione di compiere operazioni, che comportano una sostanziale modifica dell'oggetto sociale determinato nell'atto costitutivo o una rilevante modifica dei diritti spettanti ai soci.

I soci decidono altresì su argomenti che uno più amministratori o almeno 1/3 dei soci sottopongono alla loro approvazione. Le decisioni dei soci sono adottate mediante deliberazione assembleare ai sensi dell'articolo 2479 bis del Codice civile.

#### **Articolo 12 - (diritto di voto)**

Ogni socio che risulta iscritto nel libro dei soci da almeno 90 giorni e non è in mora nei versamenti delle quote sottoscritte, ha diritto di partecipare alle decisioni dei soci, ferme restando le limitazioni al diritto di voto eventualmente previste a norma del presente statuto.

Ciascun socio cooperatore può esprimere un voto, qualunque sia il valore della quota posseduta.

#### **Articolo 13 - (assemblea)**

L'assemblea si può riunire presso la sede sociale oppure in altro luogo, purché nel territorio della provincia nel cui ambito ha sede la cooperativa.

L'assemblea è convocata dagli amministratori almeno 8 giorni prima dell'assemblea stessa, mediante avviso contenente l'indicazione dell'elenco delle materie da trattare, del luogo dell'adunanza e della data e ora della convocazione comunicato con uno dei seguenti mezzi: lettera raccomandata con avviso di ricevimento spedita al domicilio risultante dal libro dei soci, posta elettronica certificata spedito all'indirizzo comunicato dal socio risultante dal libro dei soci, telefax inviato al numero comunicato dal socio risultante dal libro soci, lettera consegnata a mano con firma di ricevuta. Potranno essere utilizzati altri mezzi, purché idonei a dar prova dell'avvenuta conoscenza nei termini indicati in precedenza.

Il socio cooperatore può farsi rappresentare in assemblea mediante delega scritta e la relativa documentazione conservata dalla cooperativa. Ciascun socio non può rappresentare più di 10 soci. Il socio imprenditore individuale può farsi rappresentare in assemblea anche dal coniuge, dai parenti entro il terzo grado e dagli affini entro il secondo che collaborano nell'impresa.

In mancanza di formale convocazione, l'assemblea si reputa regolarmente costituita quando ad essa partecipano tutti i soci e quando tutti gli amministratori e sindaci o il revisore, se nominati, sono presenti o informati della riunione e, può deliberare quando nessuno degli intervenuti si oppone alla trattazione dell'argomento. Se gli amministratori, i sindaci o il revisore, se nominati, non sono presenti in assemblea, essi dovranno rilasciare apposita dichiarazione scritta, da conservarsi agli atti della cooperativa, nella quale dichiarano di essere informati su tutti gli argomenti posti all'ordine del giorno e di non opporsi alla trattazione degli stessi.

L'assemblea ha luogo almeno una volta all'anno per l'approvazione del bilancio di esercizio.  
L'impugnazione delle deliberazioni assembleari può essere proposta dai soci che non vi hanno consentito.

#### **Articolo 14 - (Quorum costitutivi e deliberativi)**

In prima convocazione, l'assemblea è regolarmente costituita, quando intervengono o sono rappresentati la metà più uno dei voti spettanti ai soci. In seconda convocazione, l'assemblea è regolarmente costituita qualunque sia il numero dei soci intervenuti o rappresentati aventi il diritto di voto.

L'assemblea delibera a maggioranza assoluta dei voti.

I regolamenti che determinano criteri e regole inerenti allo svolgimento dell'attività mutualistica tra la cooperativa ed il socio e non costituenti parte integrante dell'atto costitutivo, sono predisposti dagli amministratori ed approvati dall'assemblea con le maggioranze previste per le assemblee straordinarie.

Nei casi di modifica dello statuto, di approvazione dei regolamenti di cui all'articolo 2521 del Codice civile, e di decisioni che comportano una sostanziale modifica dell'oggetto sociale o una rilevante modifica dei diritti dei soci, le delibere sono approvate con il voto favorevole del 51% dei soci con diritto di voto.

#### **Articolo 15 - (presidenza dell'assemblea)**

L'assemblea è presieduta dal presidente del consiglio d'amministrazione o in mancanza dalla persona designata dagli intervenuti; il presidente dell'assemblea verifica la regolarità della costituzione, accerta l'identità e la legittimazione dei presenti, regola il suo svolgimento ed accerta i risultati delle votazioni; degli esiti di tali accertamenti deve essere dato conto nel verbale. Il verbale deve essere redatto senza indugio a cura del presidente o nei casi previsti dalla legge o stabiliti dagli amministratori, dal notaio.

#### **Articolo 16 - (amministratori)**

La cooperativa è amministrata da un consiglio di amministrazione che si compone di un numero dispari di componenti che va da tre a nove membri secondo quanto stabilito dall'atto di nomina. La nomina degli amministratori è riservata alla competenza dei soci.

La maggioranza degli amministratori è scelta fra i soci cooperatori ovvero fra le persone indicate dai soci cooperatori persone giuridiche.

Gli amministratori non possono essere nominati per un periodo superiore ai tre esercizi secondo la decisione di volta in volta presa dall'assemblea dei soci e, scadono alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'ultimo esercizio della loro pratica. Essi non sono rieleggibili.

Agli amministratori spetta il rimborso delle spese sostenute per ragioni del loro ufficio. Spetta all'assemblea dei soci determinare gli eventuali compensi dovuti agli amministratori per la loro attività, spetta invece agli amministratori determinare il compenso dovuto a coloro che sono investiti di particolari cariche in conformità del presente statuto.

Gli amministratori sono investiti di tutti i poteri di gestione ordinaria e straordinaria della società per l'attuazione dell'oggetto sociale, salva la competenza attribuita alla decisione dei soci, ai sensi di legge e del presente statuto.

Gli amministratori, in occasione dell'approvazione del bilancio d'esercizio, devono indicare nello specifico nella relazione prevista dall'articolo 2428, i criteri seguiti nella gestione sociale per il perseguimento dello scopo mutualistico, nonché le ragioni delle determinazioni assunte con riguardo all'ammissione dei nuovi soci.

#### **Articolo 17 - (consiglio di amministrazione)**

Laddove non abbia provveduto l'assemblea dei soci, in sede di nomina, il consiglio elegge nel suo seno il presidente ed il vicepresidente. Il consiglio si raduna sia nella sede sociale che altrove purché in Italia ogni qual volta lo giudichi necessario almeno un consigliere e, se nominati, il sindaco o il revisore.

Il consiglio di amministrazione è presieduto dal presidente o in caso di sua assenza o impedimento dal vice presidente o consigliere presente più anziano di età.

Il consiglio di amministrazione è convocato dal presidente tutte le volte nelle quali vi sia materia su cui deliberare oppure quando ne sia fatta domanda da almeno due consiglieri. La convocazione è fatta a mezzo lettera da spedirsi non meno di 5 giorni prima dell'adunanza e nei casi urgenti a mezzo telegramma, fax o posta elettronica in modo che i consiglieri, i sindaci effettivi ed il revisore, se nominati, ne siano informati almeno un giorno prima della riunione.

Le adunanze sono valide quando vi intervenga la maggioranza degli amministratori in carica.

Le delibere sono prese a maggioranza assoluta dei voti a parità di voto prevale il voto del presidente.

Le votazioni sono palesi.

Le decisioni adottate dal consiglio di amministrazione con il voto determinante di un amministratore in conflitto di interessi con la cooperativa, qualora le cagionino danno patrimoniale, possono essere impugnate entro tre mesi, dagli amministratori ed ove nominati dal collegio sindacale o dal revisore.

#### **Articolo 18 - (sostituzione degli amministratori)**

Qualora vengano a mancare uno o più consiglieri di amministrazione, il consiglio provvede a sostituirli purché la maggioranza sia sempre costituita da amministratori nominati con decisione dei soci e, gli amministratori così nominati, restano in carico fino alla successiva decisione dei soci.

Se viene meno la maggioranza degli amministratori nominati con decisione dei soci, quelli rimasti in carica devono convocare l'assemblea, perché provveda alla sostituzione dei mancanti.

#### **Articolo 19 - (rappresentanza sociale)**

Al presidente del consiglio di amministrazione spetta la rappresentanza e la firma sociale limitatamente agli atti rientranti nell'oggetto sociale.

Il presidente è autorizzato a riscuotere da pubbliche amministrazioni da privati pagamenti di ogni natura ed a qualsiasi titolo, rilasciando le liberatorie quietanze.

Il presidente ha anche la facoltà di nominare avvocati e procuratori nelle liti attive e passive riguardanti la cooperativa davanti a qualsiasi autorità giudiziaria amministrativa ed in qualunque grado di giurisdizione.

In caso di assenza o di impedimento del presidente tutte le sue attribuzioni spettano al vicepresidente.

Il presidente, previa autorizzazione del consiglio di amministrazione, può delegare parte dei propri poteri rappresentativi ad un altro amministratore, nonché con speciale procura a dipendenti della cooperativa o a soggetti terzi.

#### **Articolo 20 - (controllo legale dei conti e controllo contabile)**

Laddove si verificassero i presupposti di legge di cui all'articolo 2543, comma 1 del codice civile, la cooperativa procede alla nomina dell'organo di controllo costituito da un solo membro effettivo iscritto nell'apposito registro dei revisori legali dei conti ovvero di un collegio sindacale composto da tre membri effettivi e due supplenti eletti dall'assemblea.

##### **20.1. Collegio sindacale**

Il Sindaco unico dura in carica tre anni dalla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo al terzo esercizio della carica. Egli è rieleggibile. Non possono essere nominati alla carica di sindaco e se nominati, decadono dall'ufficio, coloro che si trovano nelle condizioni previste dall' articolo 2399 del Codice civile.

Il sindaco può essere revocato solo per giusta causa e con decisione dei soci; la decisione di revoca deve essere approvata con decreto del tribunale, sentito l'interessato. In caso di morte, di decadenza o rinuncia di un sindaco, l'assemblea procederà alla nomina di un nuovo organo di controllo.

Il sindaco unico deve vigilare sull'osservanza della legge e dello statuto sul rispetto dei principi di corretta amministrazione ed in particolare, sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo amministrativo e contabile nonché sul suo concreto funzionamento. A tal fine, il sindaco può in qualsiasi momento procedere ad atti di ispezione e di controllo, avendo altresì la facoltà di chiedere agli amministratori notizie sull'andamento delle operazioni sociali o su determinati affari.

Il sindaco unico esercita anche la revisione legale dei conti ai sensi dell'articolo 2409 bis e seguenti del Codice civile e dalla legislazione speciale in materia. Il sindaco unico relaziona, in occasione dell'approvazione del bilancio di esercizio, sui criteri seguiti nella gestione sociale per il conseguimento dello scopo mutualistico ed sulla sussistenza del requisito della prevalenza mutualistica.

Il sindaco unico deve assistere alle adunanze dell'assemblea dei soci, alle adunanze del consiglio di amministrazione e, del comitato esecutivo, se nominato.

In alternativa al sindaco unico, la cooperativa può nominare un revisore, al quale affidare unicamente le attività di revisione legale dei conti ai sensi degli articoli 2409 bis e seguenti del codice civile e della legislazione speciale in materia.

## **20.2. Collegio sindacale: competenza e funzioni**

Qualora la cooperativa intenda affidare i compiti di controllo ad un organo collegiale sempre in presenza dei presupposti di legge, l'assemblea procede alla nomina del collegio sindacale, composto da tre membri effettivi e due supplenti eletti dall'assemblea, al quale si applicano le norme precedentemente dettate per il sindaco unico.

Il collegio sindacale è costituito da revisori legali dei conti, iscritti nell'apposito registro.

L'assemblea nomina il presidente del collegio stesso.

In caso di morte, decadenza o rinuncia di un sindaco, subentrano i supplenti in ordine di età. I sindaci restano in carica fino alla decisione dei soci per l'integrazione del collegio, da adottarsi su iniziativa dell'organo amministrativo, nei successivi 30 giorni. I nuovi nominati scadono insieme con quelli in carica.

Delle riunioni del collegio deve redigersi un verbale che deve essere trascritto nel libro delle decisioni del collegio sindacale e sottoscritto dagli intervenuti; le delibere del collegio devono essere prese a maggioranza assoluta dei presenti.

Il sindaco dissenziente ha diritto di far trascrivere nel verbale i motivi del proprio dissenso.

Il collegio deve riunirsi almeno ogni 90 giorni.

### **Articolo 21 - (revisione legale dei conti)**

La Revisione legale dei conti sulla cooperativa, nei casi in cui per legge non possa essere attribuita al sindaco unico ovvero al collegio sindacale, è esercitata da un revisore legale dei conti o da una società di revisione legale, iscritti nel registro istituito, presso il ministero della giustizia.

L'incarico è conferito dall'assemblea, sentito il collegio sindacale, ove nominato, la quale determina anche il corrispettivo, e ha durata tre esercizi, con scadenza alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo al terzo esercizio dell'incarico.

Il revisore o la società di revisione incaricati della revisione legale dei conti svolgono le proprie funzioni ai sensi di legge e anche mediante scambi di informazioni con il collegio sindacale:

- verifica nel corso dell'esercizio sociale, con periodicità almeno trimestrale, la regolare tenuta della contabilità Sociale e la corretta rilevazione nelle scritture contabili dei fatti di gestione;
- verifica se il bilancio di esercizio ed ove redatto il bilancio consolidato corrispondono alle risultanze delle scritture contabili e degli accertamenti eseguiti e se sono conformi alle norme che li disciplinano;
- esprime con apposita relazione un giudizio sul bilancio d'esercizio e sul bilancio consolidato, ove redatto.

L'attività di revisione legale dei conti sulla cooperativa è annotata in apposito libro conservato presso la sede sociale.

### **Articolo 22 - (comitato tecnico - scientifico)**

Il Comitato Scientifico è composto da \_\_\_\_ a \_\_\_\_\_ membri, nominati dal Consiglio di amministrazione, e dura in carica \_\_\_\_\_ anni. Tra i membri lo stesso Consiglio di amministrazione nomina il Presidente del Comitato tecnico - Scientifico. Tutti i membri sono rieleggibili. Qualora per dimissioni, recesso od altri motivi di opportunità e urgenza ne venga ravvisata la necessità, il Comitato Scientifico può cooptare al suo interno altri membri nel rispetto dei limiti statutari.

Sarà compito del Consiglio di amministrazione ratificare le nomine o nominare altri membri del Comitato entro sei mesi dall'avvenuta cooptazione. Il Comitato Scientifico si riunisce su convocazione, anche informale, del Presidente ed è validamente costituito e atto a deliberare sugli argomenti di propria pertinenza, quando è presente almeno un terzo dei suoi membri.

Il Comitato Scientifico è l'organo di consulenza tecnica e scientifica della cooperativa. Su richiesta del Consiglio di amministrazione, il Comitato Scientifico esprime un parere e fornisce suggerimenti in merito alla definizione di linee strategiche, quando è richiesta una specifica competenza tecnico-scientifica.

In particolare, il Comitato Scientifico si esprime:

- 1) Sugli impegni della cooperativa, quali indirizzi e programmi di formazione e addestramento e quali temi su cui costruire convegni e dibattiti;
- 2) Sulle conseguenze macroeconomiche di ipotesi di intervento della cooperativa energetica nell'ambito del territorio circostante alla cabina;
- 3) Sugli indirizzi dell'innovazione tecnologica in cui operano i soci;
- 4) Sulle politiche di scambio dell'energia prodotta al fine di favorire uno sviluppo ecosostenibile.

È, inoltre, compito del Comitato Scientifico mantenere i rapporti della cooperativa con istituti ed enti di ricerca, nazionali e

internazionali. Nell'ambito di un budget, eventualmente assegnato dal Consiglio di amministrazione, il Comitato Scientifico potrà nominare consulenti per lo svolgimento di incarichi operativi di ricerca o progettazione. Ai membri del Comitato Scientifico è riconosciuto un "gettone di presenza" per la partecipazione alle riunioni, nella misura fissata annualmente dal Consiglio di amministrazione. Agli stessi membri è anche riconosciuto il rimborso delle spese per viaggi e soggiorni, quando sostenute per incarichi assegnati e nell'interesse della cooperativa.

## TITOLO V SCIoglimento E LIQUIDAZIONE

### **Articolo 23 - (Scioglimento e liquidazione)**

La cooperativa si scioglie per le cause previste dalla legge.

Nel caso si verifichi una delle suddette cause di scioglimento, gli amministratori ne daranno notizia mediante iscrizione di una corrispondente dichiarazione presso l'ufficio del registro delle imprese.

Verificata la ricorrenza di una causa di scioglimento della cooperativa o deliberato lo scioglimento della stessa, l'assemblea con le maggioranze previste per le modifiche dell'atto costitutivo e dello statuto disporrà in merito a:

- a) il numero dei liquidatori e le regole di funzionamento del collegio in caso di pluralità di liquidatori;
- b) la nomina dei liquidatori con indicazione di quelli cui spetta la rappresentanza della società
- c) i criteri in base ai quali deve svolgersi la liquidazione; i poteri dei liquidatori con particolare riguardo alla cessione dell'azienda sociale, dei rami di essa, ovvero anche di singoli beni o diritti o blocchi di essi; gli atti necessari per la conservazione del valore dell'impresa ivi compreso il suo esercizio provvisorio anche di singoli rami in funzione del miglior realizzo.

-

La cooperativa potrà in qualunque momento revocare lo stato di liquidazione occorrendo, previa eliminazione della causa di scioglimento, con deliberazione dell'assemblea, assunta con le maggioranze previste per la modifica dell'atto costitutivo e dello statuto. I soci che non abbiano concorso alle deliberazioni riguardanti la revoca dello Stato di liquidazione hanno diritto di recedere.

## TITOLO VI ULTERIORI DISPOSIZIONI

### **Articolo 24 - (rinvio alle disposizioni generali di legge)**

Per tutto quanto non espressamente previsto nel presente statuto e nei relativi regolamenti attuativi, trovano applicazione le disposizioni del codice civile e delle leggi speciali sulle cooperative nonché le disposizioni in materia di società responsabilità limitata, in quanto compatibili con la disciplina cooperativistica.

Le clausole mutualistiche di cui all'articolo 2514 del Codice civile, sono inderogabili e, devono essere, pertanto, in fatto osservate.

## **SCHEMA DI REGOLAMENTO SOCIALE INTERNO ALLA “COMUNITA’ ENERGETICA”**

Il funzionamento tecnico-amministrativo della comunità energetica (sia nella forma giuridica di associazione che di cooperativa) è retto oltre che dalle disposizioni dell’atto costitutivo e dello Statuto, da questo Regolamento che vincola tutti i Soci.

Di seguito si propone uno schema – tipo.

**Art. 1 - Scopo e oggetto della Comunità**

**Art. 2 - Ammissione e quote**

**Art. 3 - Ammissione dei soci**

**Art. 4 - Trasferimento delle quote a familiari o terzi**

**Art. 5 - Cessione delle quote**

**Art. 6 - Diritti dei soci**

**Art. 7 - Doveri dei soci**

**Art. 8 - Vendita dell’energia prodotta dagli impianti della comunità energetica**

**Art. 9 - Conto Energia**

**Art. 10 - Contratto di fornitura energetica**

**Art. 11 - Fatturazione dei consumi**

**Art. 12 - Spese di gestione**

**Art. 13 - Gestione amministrativa**

**Art. 14 - Modalità di attribuzione dei Ristorni ai Soci**

**Art. 15 - Foro competente**

**Art. 16 - Approvazione**

## 8.5. APPENDICE F - Capitolo 5 (Servizi di regolazione alla rete in Finlandia)

### 8.5.1. Riserva primaria

In Finlandia il servizio di regolazione della riserva primaria si distingue in *Frequency containment reserve for normal and for disturbances operations*. L'operatore del sistema elettrico di trasmissione organizza mercati annuali e mercati orari per FCR-N e FCR-D, separatamente. Lo schema di remunerazione è il prezzo marginale, prezzo fissato tenendo conto della massima offerta accettata; per il mercato annuale il prezzo resta valido per tutto l'anno, per il mercato orario il prezzo varia ora per ora. Sia le unità di generazione che le unità di consumo possono fornire questo servizio. Il recupero dei costi del servizio avviene tramite tariffe applicate ai consumatori - principalmente - e ai produttori; i pagamenti sono raccolti tramite i servizi di bilanciamento cioè tramite i pagamenti di squilibrio del mercato. La potenza nominale minima 0.1 MW per FCR-N e 1 MW per FCR-D; la potenza massima per singola unità è 70 MW. L'aggregazione non consentita, eccetto che nel caso di progetti pilota. Il servizio può essere attivato in qualsiasi momento, il servizio si attiva automaticamente sulla base di misure locali della frequenza e non appena la frequenza misurata devia rispetto al valore fondamentale. Per quanto in merito alla rampa, per FCR-N la potenza deve essere attivata al 100% entro 3 minuti, per FCR-D la potenza deve essere attivata al 100% entro 30 secondi ma esistono richieste aggiuntive che dipendono dal tipo di risorsa utilizzata per erogare il servizio. Esistono delle penalità finanziarie. Orizzonte di programmazione: per i mercati annuali, la gara d'offerta è organizzata una volta all'anno in autunno; per i mercati orari, le offerte per le ore del successivo periodo di 24 ore devono essere presentate entro le 18.30. Gli aggregatori indipendenti sia di responsive loads che di impianti di generazione distribuita possono erogare il servizio di regolazione del tipo *for disturbances*; l'offerta minima è 1MW. Per il servizio di regolazione del tipo *for normal* ci sono stati alcuni progetti pilota che si sarebbero dovuti concludere nel gennaio 2017. Poiché l'esperienza acquisita a quella data non è stata giudicata sufficiente, i progetti sono continuati fino a fine 2019. I partners nei progetti pilota sono la società finlandese Helen Oy e la società francese Voltalis; in tali progetti pilota è stata realizzata l'aggregazione di responsive loads e generatori distribuiti. Helen Oy era responsabile ed esecutore della aggregazione della generazione distribuita, Voltalis della aggregazione della domanda. Di interesse particolare, la dimensione minima dell'offerta per gli aggregatori di responsive loads era appena 100 kW, ed includeva piccoli carichi elettrici, caldaie per uso domestico e sistemi di accumulo. Per tutti gli aggregati il tempo massimo per l'erogazione del servizio di regolazione primaria era 30 secondi.

### 8.5.2. Riserva secondaria

Il mercato per il servizio di riserva secondaria della regolazione della frequenza è organizzato su base oraria. Gli operatori possono presentare offerte a scendere e salire. Lo schema di remunerazione prevede il pagamento della capacità, inoltre l'operatore riceve un "*separate energy compensation*" basato sul servizio di regolazione erogato. I fornitori del servizio sono solo impianti di generazione tipicamente convenzionali, la potenza nominale minima è 5 MW. L'aggregazione è consentita sia per la generazione distribuita che per i "responsive load". La dimensione minima dell'offerta resa dall'aggregato è di 5 MW ed è concesso un tempo di risposta di 2 minuti, il tempo di attivazione è 15 minuti, il tempo di pianificazione è il tipico *giorno-prima*.

### 8.5.3. Riserva manuale

Il servizio di riserva manuale della regolazione della frequenza è acquistato dal TSO mediante un balancing power market; sia la capacità che l'energia impiegata nell'erogazione del servizio sono remunerate, la capacità è pagata al prezzo dell'offerta, l'energia al prezzo marginale. E' consentita l'aggregazione di responsive load e di impianti di generazione, la dimensione minima dell'offerta è di 5 MW, sia a salire che a scendere, attivazione in 15 minuti, tempo di risposta compreso tra 1 e 60 minuti.

### 8.5.4. Riserva strategica

La Finlandia ha istituito un meccanismo di riserva strategica aperto a forme di aggregazione sia di responsive loads che di impianti di generazione. Per gli anni 2015-2017, il meccanismo di riserva strategica ha garantita una capacità di potenza pari a 10 MW; la capacità è aumentata fino a 729 MW nel 2020.

### 8.5.5. Il mercato all'ingrosso

Il mercato all'ingrosso (day-ahead Elspot e intraday Elbas) è aperto all'aggregazione di responsive load e di impianti di generazione anche distribuita. Una quota significativa di energia elettrica viene scambiata in questo mercato; nel 2015 il volume di energia elettrica scambiata nei mercati del giorno prima era di 374 TWh, mentre nel mercato infra-giornaliero il volume di energia elettrica scambiata raggiungeva i 5 TWh. Sia il mercato del giorno prima che quello infra-giornaliero richiedono ai partecipanti una flessibilità minima di 0.1 MW. Il regime tariffario dell'energia elettrica ostacola l'effettiva possibilità di aggregazione dei "responsive loads" in tale mercato; tale regime prevede costi differenti per le ore notturne e quelle giornaliere e questo incide negativamente sul potenziale utilizzo del Demand Response a livello residenziale. Infatti, tale regime tariffario non incentiva un consumo omogeneo bensì incoraggia i carichi residenziali ad assorbire di energia durante le ore notturne, quando il costo dell'energia è più basso, e questo fa sì che non vi sia flessibilità disponibile durante il giorno.

### 8.5.6. Prequalificazione

Le offerte rese dagli aggregatori devono soddisfare alcuni requisiti e per questo motivo è prevista una fase di prequalificazione. Tali requisiti devono essere soddisfatti dall'aggregato nel suo insieme e non da ogni suo singolo componente. Il processo di prequalificazione prevede la sottoscrizione di un contratto consiste e un test fisico. Se l'aggregatore dispone di un proprio modello operativo specifico può presentarlo al TSO finlandese, Fingrid, al fine di ottenerne l'approvazione; questo consente all'aggregatore di agire come mediatore per il consumatore, esonerandolo dall'esecuzione di misure e prove tecniche di prequalificazione, decisamente onerose e complesse. Non esiste una dimensione minima richiesta per la partecipazione dei consumatori e non esistono requisiti tecnici per la singola unità. Per la Frequency Containment Reserve-n il tempo di risposta è di 3 minuti, per la frequency containment reserve-d il tempo di risposta varia tra 5-30 secondi.

### 8.5.7. Pagamenti e penali

Per il servizio di regolazione primaria del tipo *disturbances* sono forniti solo pagamenti di disponibilità, per il tipo *normal* sono forniti sia pagamenti di disponibilità che di utilizzo; i prezzi marginali sono utilizzati per remunerare la fornitura del servizio di regolazione della riserva primaria. In particolare, la società Fingrid paga ad ogni partecipante una quota annuale di 1.500 €/MW e una tariffa oraria di 0,30-0,40 €/MW per le ore in cui i carichi hanno fornito il servizio di regolazione della riserva primaria. Per quel che riguarda il servizio di regolazione della riserva terziaria, l'operatore del sistema elettrico di trasmissione paga il solo utilizzo del servizio applicando i prezzi marginali; per quel che riguarda il servizio di regolazione della riserva strategica sono previsti pagamenti anche per la capacità, applicando i prezzi del "pay-as-bid". Nel mercato dei servizi di bilanciamento e nei mercati all'ingrosso (Elsport e Elbas), le penali si basano sul prezzo di regolamento dello sbilanciamento corrispondente al prezzo di mercato di bilanciamento. Nel caso della riserva primaria, il balancing service provider sarà sanzionato per la capacità di riserva non consegnata sulla base del 100% del prezzo per il quale la riserva è stata venduta.

## 8.6. APPENDICE G - Capitolo 5 (Servizi di regolazione alla rete in Gran Bretagna)

### 8.6.1. Riserva primaria, Firm Frequency Response

Il servizio di regolazione primaria, detto Firm Frequency Response nel caso della Gran Bretagna, è un servizio che può essere erogato da aggregazioni di responsive loads e di impianti di generazione distribuita. Il servizio è affidato ad operatori mediante aste mensili. Il servizio di riserva primaria è reso con due diversi tempi di attivazione dove il primo, di tipo dinamico, modula la generazione o il consumo in base alla frequenza del sistema elettrico mentre il secondo, di tipo statico, si attiva quando la frequenza scende al di sotto di 49.7Hz. La dimensione minima dell'offerta per poter partecipare all'asta per la regolazione primaria è 1 MW. I requisiti di attivazione per la regolazione primaria statica e dinamica sono diversi; per la regolazione primaria dinamica il tempo di risposta varia tra 2-10 secondi e il tempo di erogazione del servizio è pari a 20 secondi, mentre per la regolazione primaria statica il tempo di risposta è di 10 secondi e il tempo di erogazione del servizio è pari a 30 minuti.

### 8.6.2. Enhanced Frequency Response

Il servizio Enhanced Frequency Response è un servizio simile a quello per la riserva primaria; il tempo di risposta è più veloce, appena 1 secondo, mentre il tempo di erogazione del servizio è 15 minuti.

### 8.6.3. Riserva secondaria, fast reserve

Il servizio di regolazione secondaria, detto *Fast Reserve* nel caso della Gran Bretagna, è un servizio che può essere erogato da una aggregazione di responsive loads e di impianti di generazione distribuita. Il servizio di riserva secondaria è acquistato mediante aste mensili. La dimensione minima dell'aggregato ai fini della presentazione di una offerta è 50 MW, il tempo di risposta in caso di attivazione del servizio è 2 minuti, sono previste 10-15

attivazioni al giorno. La dimensione minima ed il numero atteso di attivazioni per giorno rende evidentemente difficile la partecipazione di forme di aggregazioni, specie se con alta percentuale di piccoli utenti. Si attende una riduzione della dimensione minima dell'aggregato ai fini della presentazione dell'offerta a 25MW.

#### 8.6.4. Riserva terziaria

Il servizio di regolazione terziaria è acquisito mediante aste espletate più volte all'anno. La dimensione minima ai fini della presentazione dell'offerta è 3 MW. I requisiti tecnici prevedono che il tempo di risposta sia inferiore a 4 ore e che il tempo di erogazione del servizio di regolazione terziaria sia 2 ore o più.

#### 8.6.5. Riserva strategica

Il servizio di riserva strategica, detto *Short Term Operating Reserve* nel caso della Gran Bretagna, è un servizio che può essere erogato da una aggregazione di responsive loads e di impianti di generazione distribuita. I requisiti per poter partecipare al servizio della riserva strategica sono ritenuti molto impegnativi; la dimensione minima è 3 MW, il tempo di erogazione è 11-13 ore al giorno. Altro ostacolo è il tempo che intercorre tra l'erogazione del servizio e il ricevimento del relativo compenso. Anche in riferimento a ciò, un nuovo servizio di riserva strategica, detto *STOR Runway*, ridurrà le attese dei pagamenti in quanto il TSO accetterà offerte anche per volumi di energia non ancora completamente qualificati e consentirà agli aggregatori di poter accrescere il loro aggregato di responsive loads e impianti di generazione distribuita anche dietro presentazione di sole garanzie finanziarie.

#### 8.6.6. Meccanismo di capacità

Al meccanismo di capacità possono accedere sia aggregatori di responsive loads che di generatori distribuiti. Possono essere aggregate solo le unità di generazione dello stesso tipo, ossia non possono essere aggregati insieme generatori attualmente operativi (detti "existing"), generatori di nuova costruzione (detti "new build") e generatori che hanno effettuato investimenti per l'aggiornamento della propria attività.

#### 8.6.7. Programmi di Demand Response per le triadi inglesi

In Gran Bretagna esistono programmi di Demand Response per le cosiddette triadi o *triads* in inglese; questi programmi per le triadi sono già una realtà commerciale e diverse sono le società che offrono ai propri clienti la possibilità di guadagnare denaro grazie alle triadi. Le triadi sono i tre intervalli temporali, lunghi 30 minuti, che rappresentano il momento di picco della domanda sulla rete elettrica di trasmissione durante l'inverno, da novembre a febbraio incluso. Gestire una triade vuol dire ridurre la domanda o aumentare l'immissione di potenza nella rete elettrica durante un periodo di punta che ha forte probabilità di essere effettivamente una triade. Molte società gestiscono una triade mediante una azione correttiva attuata per il tramite dei loro clienti grazie, ad esempio, alla generazione di energia elettrica sfruttando gas o al distacco di carichi elettrici. È, pertanto, evidente che la gestione delle triadi ammette forme di aggregazione di responsive loads ed impianti di generazione. Poiché il prezzo dell'energia elettrica durante le triadi cresce proporzionalmente col consumo

medio misurato durante le stesse triadi, i clienti tendono a ridurre i consumi durante i periodi di triade, pertanto si ottiene un programma di Demand Response implicito.

#### **8.6.8. Mercato all'ingrosso**

Il mercato all'ingrosso inglese ammette forme di aggregazione di impianti di generazione distribuita ma non di carichi residenziali. Non sono ammessi aggregatori indipendenti. La dimensione minima dell'offerta è 0.1 MW per entrambi i mercati.

#### **8.6.9. Prequalificazione**

La prequalificazione è un processo che inizia con la firma di un accordo quadro con il TSO; seguono la presentazione di un'offerta ed una prova di immissione di potenza nella rete elettrica. La procedura di prova per il servizio di riserva primaria è basata sulla adozione di un profilo di immissione basato sulla misura della frequenza con una tolleranza di +/- 0.01 Hz per una durata di 30 minuti e con una deviazione che non superi il 2.5% della potenza che l'aggregatore è tenuto a fornire. Questo processo di prequalificazione per la riserva primaria è da molti considerato troppo rigido. Inoltre, la frequenza di campionamento ai fini del superamento della prova è stabilita pari a 100ms e ciò determina un costo troppo elevato – forse ingiustificato - per l'esecuzione della prova rispetto al servizio reso. Il processo di prequalificazione deve essere superato dall'intero aggregato e non da ogni singolo componente dell'aggregato.

#### **8.6.10. Pagamenti**

Il tema dei pagamenti è un tema fortemente discusso e dibattuto poiché il meccanismo per il calcolo è da molti ritenuto assai complicato; questo anche perché l'assegnazione del servizio è tramite aste di tipo '*pay-as-bid*' pertanto il pagamento varia notevolmente anche a seconda del tipo di servizio reso. Ad esempio, nel caso del mercato all'ingrosso, nel mercato del giorno prima è adottato un meccanismo di determinazione dei prezzi basato sulla compensazione mentre nel mercato infragiornaliero è adottato un meccanismo di determinazione dei prezzi del tipo '*pay-as-bid*'.

### **8.7. APPENDICE H - Capitolo 5 (Servizi di regolazione alla rete in Francia)**

#### **8.7.1. Riserva primaria**

Al mercato dei servizi di riserva primaria è consentita la partecipazione di aggregatori che possono includere risorse sia a livello residenziale che a livello industriale. La dimensione minima dell'offerta è 1MW. Storicamente, la gestione è stata su base settimanale con un tempo massimo di attivazione pari a 30 secondi; a partire dal mese di luglio 2019 l'approvvigionamento è effettuato su base giornaliera con aste tenute due giorni prima della data di erogazione del servizio.

### 8.7.2. Riserva secondaria

Per quanto ai servizi di riserva secondaria la dimensione minima dell'offerta è 1MW. Questa riserva non è fornita da operatori di mercato, piuttosto essa è fornita da generatori di grandi dimensioni o da aggregazioni di generatori che sono tenuti per legge a fornire una riserva secondaria. Qualora la capacità di riserva assegnata dal TSO a questi grandi generatori non sia direttamente disponibile, la parte mancante può essere acquistata su un mercato secondario; in tal modo, si apre indirettamente il mercato ad operatori esterni. Le attivazioni del servizio sono regolate in proporzione alla dimensione dei generatori, pertanto, i generatori di grandi dimensioni possono essere chiamati ad erogare il servizio di frequente e per lunghi intervalli. Ciò, evidentemente, nega alla Demand Response la possibilità concreta di entrare in questo mercato. In risposta a ciò è nata la piattaforma PICASSO che implementa l'attivazione del servizio sulla base dell'ordine di merito, stabilito tramite l'ordinamento delle offerte.

### 8.7.3. Riserva terziaria

La contrattazione dei servizi di riserva terziaria viene effettuata attraverso un'offerta annuale che garantisce una quota fissa di riserva terziaria. In questo caso non è ammessa l'aggregazione di responsive load e della generazione distribuita. La dimensione minima dell'offerta è 10MW con un tempo di attivazione pari a 15 minuti. Il TSO francese non richiede la disponibilità 24h/7gg; al contrario, il TSO accetta disponibilità per l'erogazione del servizio anche se riferite ad un numero limitato di giorni e di ore. Il TSO attiva le offerte presentate per il meccanismo di bilanciamento (incluso manual frequency restoration reserve, riserva strategica o réserves complémentaires o RR, riserva strategica dal lato della domanda o appel d'offres d'effacement o DSR-RR) per ordine di merito; in tal modo, il TSO garantisce pari opportunità e piena concorrenza tra gli operatori della generazione flessibile e della domanda flessibile.

### 8.7.4. Meccanismo di capacità

Il meccanismo di capacità si basa sulla riduzione dell'utilizzo dell'energia consumata dagli utenti nelle ore in cui vi è la maggiore scarsità di produzione. Le misure di incentivazione sono temporanee; il sostegno è concesso tramite periodiche gare d'appalto. La prima asta del meccanismo di capacità francese si è svolta a dicembre 2016. Per partecipare come fornitore al meccanismo di capacità secondo il NEBEF, ogni aggregatore è tenuto a firmare un contratto con il TSO.

### 8.7.5. Mercato all'ingrosso

Da dicembre 2013 a dicembre 2014 si è svolta la fase di test del meccanismo NEBEF nei mercati all'ingrosso. Questa fase test ha consentito la partecipazione di responsive loads aggregati per un totale di 310MWh, divenuti 1.522MWh nel 2015 e 10.313MWh nel 2016. Nel mese di dicembre 2016, il volume totale scambiato era di 4GWh. Le nuove regole per il meccanismo NEBEF (NEBEF 3.0) hanno introdotto l'accesso alla partecipazione al mercato infra-giornaliero e del giorno prima. Attualmente, le attivazioni dei servizi offerti sono gestite dal TSO in base alle caratteristiche delle utenze, dando a tutti i fornitori la possibilità di avere tariffe variabili.

### 8.7.6. Prequalificazione

Il meccanismo di prequalificazione varia a seconda del mercato. Nelle riserve primaria, secondaria e terziaria l'insieme dei *Responsive Loads* aggregati deve essere prequalificato dal TSO seguendo una procedura di test sull'intero elenco di utenze. Dopo il processo di prequalifica, il TSO convalida la capacità in MW. Per il meccanismo NEBEF, la prequalifica è effettuata per valutare la reale capacità dell'aggregatore di gestire il carico in generale e non un insieme specifico di utenti: è il carico aggregato che deve soddisfare i requisiti in forma aggregata e non il singolo utente. È questo un fattore abilitante fondamentale in quanto consente all'aggregatore di agire come mediatore per i consumatori, proteggendoli da misure di prequalificazione tecniche onerose e costose. I requisiti specifici variano in funzione del tipo di riserva e quasi sempre sono molto impegnativi. Nei meccanismi NEBEF e di bilanciamento sono disponibili tre gruppi di metodologie di base per valutare i requisiti di idoneità a partecipare all'aggregazione di cui 1) una basata sui valori registrati prima e dopo l'evento di demand response, 2) una basata su valori "storici" dichiarati dall'aggregatore o calcolati utilizzando un approccio statistico e 3) una che analizza caso per caso i grandi aggregati principalmente residenziali.

### 8.7.7. Pagamenti e penalità

Nel mercato all'ingrosso esistono tre diversi regimi per la remunerazione: 1) se il regime è contrattuale allora il pagamento è deciso dal contratto stipulato tra aggregatore e il fornitore delle utenze, 2) se il regime è regolamentato allora l'aggregatore paga un corrispettivo in €/MWh al fornitore dei clienti pari al prezzo al dettaglio della componente energetica per i clienti, 3) se il regime è a consumo corretto allora il fornitore del consumatore fattura l'energia elettrica relativa all'evento di Demand Response all'aggregatore/consumatore. Nel caso dei servizi di regolazione primaria e secondaria, le penalità non sono proporzionali al pagamento di disponibilità ma al prezzo del mercato a pronti cioè il mercato per le contrattazioni a breve termine. Per il servizio di riserva strategica le sanzioni sono proporzionali ai ricavi di disponibilità e vengono automaticamente detratte dai pagamenti di disponibilità. Sul mercato all'ingrosso variazioni rispetto alle quantità stabilite comportano squilibri e quindi un prezzo di sbilanciamento. Sul servizio di bilanciamento e sui servizi ancillari è prevista una tolleranza del 20% per volumi inferiori a 50MWh. Le penalità sono stabilite in base al prezzo definito nell'offerta.

## 8.8. APPENDICE I - Capitolo 5 (Servizi di regolazione alla rete in Germania)

### 8.8.1. Riserva primaria

Dal 2019 il servizio di riserva primaria è procurato dal TSO sul mediante aste sono giornaliere per i soli giorni feriali. E' ammessa l'aggregazione dei responsive loads e della generazione distribuita. La dimensione minima dell'offerta è 1MW. Il tempo di risposta è inferiore a 30 secondi.

### 8.8.2. Riserva secondaria

Il servizio di riserva secondaria è procurato mediante aste su base giornaliera in sei blocchi di quattro ore. E' ammessa l'aggregazione dei responsive loads e della generazione distribuita. La dimensione minima dell'offerta è 5MW per il blocco di controllo di frequenza di carico per l'area Germania& Lussemburgo mentre è 1 MW per

le altre aree di controllo. Il tempo di risposta non può superare i 5 minuti; il tempo di erogazione del servizio è 12 ore nei giorni feriali e 4 ore nel fine settimana.

### **8.8.3. Riserva Terziaria**

Il servizio di riserva terziaria è procurato mediante aste su base giornaliera – soltanto nei giorni feriali - in sei blocchi di quattro ore. E' ammessa l'aggregazione di responsive loads e della generazione distribuita, la dimensione minima dell'offerta è di 5MW o 1MW a seconda delle aree di controllo di frequenza di carico. Il tempo di erogazione del servizio è 4 ore ma solitamente è richiesto un periodo molto più breve, il tempo di risposta è inferiore a 15 minuti.

### **8.8.4. Servizio per la riserva di capacità**

Sebbene la partecipazione sia consentita dalle norme, il servizio di riserva di capacità non è accessibile agli aggregatori nei fatti poiché la dimensione minima dell'offerta è di 10MW e sono ammessi solo i carichi collegati alla rete elettrica ad alta tensione.

### **8.8.5. Carichi interrompibili**

Fino al 2022 vige un mercato per carichi interrompibili aperto ad aggregatori; le aste sono settimanali, la dimensione minima dell'offerta è 5 MW, i carichi sono grandi unità di consumo, collegati alla rete elettrica in media tensione, in alta tensione ed l'altissima tensione.

### **8.8.6. Servizio di Re-dispacciamento**

Per il servizio di re-dispacciamento (margini a scendere) non è ammessa l'aggregazione. Il TSO contratta bilateralmente il servizio con le centrali elettriche, fuori dal mercato e senza ricorrere ad alcuna procedura d'asta o di gara pubblica.

### **8.8.7. Mercato all'ingrosso**

Aperto all'aggregazione di Responsive Loads e alla generazione distribuita; la dimensione minima dell'offerta è 1MW.

### **8.8.8. Processo di prequalificazione**

Nuove regole per il processo di prequalificazione sono state attivate nel 2018 pertanto la prequalificazione riferisce all'intero aggregato e non più ai singoli componenti dell'aggregato i quali però devono sottoporsi ad una post-qualifica supplementare ogni cinque anni. I carichi dell'aggregato che sono collegati alla rete elettrica di bassa tensione devono ottenere l'approvazione del DSO prima di partecipare ai mercati dei servizi di bilanciamento. Carichi e generatori che appartengono a diverse zone dei quattro TSO tedeschi non possono partecipare alla stessa aggregazione.

### **8.8.9. Pagamenti e penalità**

Per la regolazione primaria sono concessi pagamenti solo per la capacità, non è previsto il pagamento dell'energia utilizzata; dal 2019 il pagamento è del tipo 'pay-as-cleared'. Per il servizio di regolazione secondaria e terziaria

sono concessi pagamenti per la disponibilità del tipo 'pay-as-bid', cioè al prezzo al quale è stata presentata l'offerta, e pagamenti per l'energia utilizzata. Dal 15 ottobre 2018 è in vigore il pagamento del costo totale dell'offerta, calcolato sulla base del prezzo della capacità più il prodotto di un fattore moltiplicativo per il prezzo dell'energia. Per il mercato all'ingrosso sono concessi pagamenti 'pay-as-clearing', che prevede una remunerazione uguale per tutti i produttori pari al prezzo di equilibrio tra domanda e offerta, cioè il prezzo dell'offerta più costosa tra quelle accettate per soddisfare la domanda. Ai fornitori sono applicate sanzioni che sono valutate, in generale, sulla base dello sbilanciamento causato; per la riserva primaria la penalità consiste nel volume medio non fornito moltiplicato per il prezzo massimo raggiunto durante le aste del giorno prima e in quelle infra-giornaliere, per la riserva secondaria e terziaria la penale consiste nel volume di capacità non fornito moltiplicato per il prezzo energetico medio, ponderato rispetto al volume, delle offerte della riserva secondaria attivate, con un prezzo minimo di 100€/MWh e un massimo di 1000€/MWh.

## 10. RIFERIMENTI

- [1] P.Ranci, «Presentazione alla relazione annuale dell'autorità per l'energia elettrica e il gas sullo stato dei servizi e sull'attività svolta,» 1998.
- [2] S.Quadro, «L'evoluzione della politica energetica comunitaria con particolare riferimento al settore dell'energia rinnovabile,» *Rivista in Diritto Pubblico comunitario*, n. 3-4, p. 839, 2011.
- [3] i. [http://www.eurosfair.prd.fr/7pc/doc/1291300232\\_com\\_2010\\_639\\_fr.pdf](http://www.eurosfair.prd.fr/7pc/doc/1291300232_com_2010_639_fr.pdf), «Stratégie pour une énergie compétitive, durable et sûre,» [Online]. Available: [http://www.eurosfair.prd.fr/7pc/doc/1291300232\\_com\\_2010\\_639\\_fr.pdf](http://www.eurosfair.prd.fr/7pc/doc/1291300232_com_2010_639_fr.pdf).
- [4] E. Liberati, «La nuova governance europea dei mercati energetici,» *Osservatorio sulla regolazione amministrativa*, vol. La regolazione dei mercati energetici nel « terzo pacchetto » comunitario, p. 65, 2010.
- [5] L. R.Tassone, «Altre Prospettive energetiche:le comunità energetiche,» [Online]. Available: [www.riccardotassone.it](http://www.riccardotassone.it).
- [6] ARERA, «"Memoria dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente in merito all'Affare sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica",» in *ATTO N. 59*, 2019.
- [7] L.Corti, «"Oneri a carico dei produttori di energia per le attività di gestione, di verifica e di controllo inerenti i meccanismi di incentivazione e di sostegno svolte dal Gse,» *Rassegna giuridica dell'ambiente*, n. 3-4, p. 546 ss, 2016.
- [8] E.Giarmanà, «Il diritto a produrre energia e le nascenti figure dei prosumers e delle REC,» 24 gennaio 2020. [Online]. Available: [www.reteambiente.it](http://www.reteambiente.it). [Consultato il giorno agosto 2020].
- [9] R.Russo, «Il New Deal for Consumers: un nuovo diritto dei consumatori in Europa,» 3 febbraio 2021. [Online]. Available: <https://www.iusinitinere.it/il-new-deal-for-consumers-un-nuovo-diritto-dei-consumatori-in-europa-35218>.
- [10] C. Europea, «Un nuovo assetto del mercato dell'energia elettrica e un new deal per i consumatori,» 2015.
- [11] M.Piacentini, «I servizi energetici e gli strumenti giuridici di attuazione: il P.P.P. e l'In House nel settore dell'energia,» *Foro amministrativo*, vol. II, n. 2, p. 343 ss, 2019.
- [12] E. -. A.Dalio, «Le Esco (Energy Service Company) per l'efficienza energetica, il risparmio garantito senza rischi per il cliente,» *MAGGIOLI*, 2013, p. 3 ss.

- [13] D'Angelo, «Amministrazioni pubbliche e risparmio energetico: le Energy service companies (E.S.Co.) nel settore pubblico,» *Riv. It. Dir. Pub. Com.*, p. 238 ss, 2014.
- [14] m. d. s. economico, «Ecco la Strategia Energetica Nazionale 2017,» 10 novembre 2017. [Online]. Available: <https://www.mise.gov.it/index.php/it/194-comunicati-stampa/2037349-ecco-la-strategia-energetica-nazionale-2017>.
- [15] G.B.Zorzoli, «La comunità energetica in Italia con la giusta fusione delle due normative,» aprile 2020. [Online]. Available: [www.qualenergia.it](http://www.qualenergia.it).
- [16] G. D'AURIA, «Energy Community: il ruolo fondamentale degli enti locali, [www.energypa.it](http://www.energypa.it),» 2020. [Online].
- [17] E.Cusa, «Sviluppo sostenibile, cittadinanza attiva e comunità energetiche,» *Orizzonti del diritto commerciale*, vol. 1, p. 71 ss, 2020.
- [18] P.Biandrino, «La generazione distribuita, regolazione, contratto e infrastruttura di rete,» *La transizione energetica e il winter package*, p. 113 ss, 2018.
- [19] A. Clò, «Transizione energetica tra Stato e Mercato,» *La transizione energetica e il winter package*, pp. 102, 107-109, 2018.
- [20] C. CHECCHI, «Il futuro delle comunità energetiche,» *Newsletter del GME*, n. 131, p. 26, novembre 2019.
- [21] E. a. S. Group, 9 maggio 2019. [Online]. Available: <https://www.energystrategy.it/report/renewable-energy-report.html>. [Consultato il giorno 2019].
- [22] RSE, «Analisi dello stato attuale e delle possibili evoluzioni dei mercati elettrici in Italia,» Politecnico di Milano, Milano, 2019.
- [23] E. S. Group, «[www.energystrategy.it](http://www.energystrategy.it),» 29 novembre 2019. [Online]. Available: <https://www.energystrategy.it/report/electricity-market-report.html>. [Consultato il giorno 2019].
- [24] [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/articoli/20150202-energia-elettrica-dal-24-febbraio-parte-il-market-coupling-sulle-frontiere-italian/>.
- [25] P. E. e. C. d. Europea, «DIRETTIVA (UE) 2019/944 - Mercato interno dell'energia».
- [26] Engerati, «Moving towards integration of Europe's energy balancing markets,» 07 Gennaio 2019. [Online]. Available: <https://www.engerati.com/transmission-distribution/moving-towards-integration-of-europes-energy-balancing-markets/>.
- [27] «[https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/SCAMBIO%20SUL%20POSTO/Regole%20e%20procedure/Regole%20Tecniche%20Scambio%20sul%20Posto\\_2019.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/SCAMBIO%20SUL%20POSTO/Regole%20e%20procedure/Regole%20Tecniche%20Scambio%20sul%20Posto_2019.pdf)».
- [28] «Deliberazione 3 giugno 2008 - ARG/elt 74/08».
- [29] «[https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/SCAMBIO%20SUL%20POSTO/Regole%20e%20procedure/Regole%20Tecniche%20Scambio%20sul%20Posto\\_2019.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/SCAMBIO%20SUL%20POSTO/Regole%20e%20procedure/Regole%20Tecniche%20Scambio%20sul%20Posto_2019.pdf)».
- [30] «ARERA, «TESTO INTEGRATO DEI SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO – TISSPC,» ARERA, ROMA, 2016.».
- [31] «Deliberazione 3 giugno 2008 - ARG/elt 74/08».
- [32] «ARERA 654/2015/R/EEL allegato C art. 5.1».
- [33] «Agenzia delle Dogane, «Circolare n. 130439-“Trattamento tributario riservato all'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile - Definizione di autoproduzione - Diritti di licenza”,» Agenzia delle Dogane, 2013.».
- [34] « Agenzia delle Dogane, «TESTO UNICO ACCISE, DECRETO LEGISLATIVO 26 ottobre 1995, n. 504, aggiornato al 31/07/2015,» Agenzie delle Dogane, 2015.».
- [35] «Si fa riferimento al Documento interistituzionale INIT 5070/2019 (EN) dell'11 gennaio 2019.».
- [36] « Si vedano gli articoli 2, punto 16), e 22 della RED II, e gli articoli 2, punto 7), e 16 della Direttiva elettrica.».
- [37] «Allegato A Delibera ARERA 539/2015/R/eel TESTO INTEGRATO DEI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI – TISDC».

- [38] «(artt. 21 e 22 della Direttiva RED II)».
- [39] «Direttiva (UE) 2019/944».
- [40] «Delibere 481/2017/R/eel e 922/2017/R/eel».
- [41] «dati al I trimestre 2018 diffusi dal MISE nella Relazione sulla situazione energetica nazionale, di giugno 2019».
- [42] «Articolo 16-bis, comma 1, lettera h), del TUIR (D.P.R. n. 917/1986).».
- [43] «Deliberazione 4 Agosto 2020 318/2020/R/EEL».
- [44] «Scheda Tecnica - 318/2020/R/eel».
- [45] «BURC n.109 del 19 novembre 2020».
- [46] «Legge Regionale "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche da fonti rinnovabili"».
- [47] GSE, «<https://www.gse.it/media/comunicati/comunita-energetiche-e-autoconsumo-collettivo-online-regole-tecniche-e-portale-per-le-richieste>».
- [48] «[https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-volumi/2020/guida\\_comunita-energetiche.pdf](https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-volumi/2020/guida_comunita-energetiche.pdf)».
- [49] L.Razziti, «Principi ed evoluzione della normativa e della politica comunitaria in tema di energia elettrica,» *Rassegna Giuridica dell'energia elettrica*, p. 597 ss, 1996.
- [50] Politi, «Voce energia nel diritto comunitario,» *Digesto delle discipline pubblicistiche*, p. 3 ss , 1991.
- [51] G. G. F. F. M. F. Novelli, «Il nuovo decreto FER 2019-2021 - un futuro luminoso per settore delle energie rinnovabili,» 2 settembre 2019. [Online]. Available: WWW.dlapiper.it.
- [52] G. G. F. F. M. F. Novelli, «Il nuovo decreto FER 2019-2021 - un futuro luminoso per il settore delle energie rinnovabili,» [Online]. Available: www.dlapiper.it.
- [53] BELLANTUONO, «Le reti di imprese nel settore dell'energia,» in *Mercato Conc.reg. n.2* , 2013, p. 299 ss.
- [54] i. J. o. E. a. O. D. 2. 1. 5. s. MORI, «Customer Ownership of Public Utilities: New Wine in Old Bottles,» *Journal of Entrepreneurial and Organizational Diversity*, vol. 1, p. 58 e ss, 2013.
- [55] A. d. d. d. 2. a. c. d. N. e. Z. B. i. M. 2. 2. s. POLLICE, «Distribuzione del gas e protezione degli utenti: il ruolo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas,» in *Annuario di diritto dell'energia 2014 a cura di Napolitano e Zoppini*, Bologna, Il mulino, 2014, p. 217 ss.
- [56] E.Cusa, «La cooperazione energetica tra tutela dei consumatori ed economia sociale di mercato, in Giurisprudenza Commerciale,» *Giurisprudenza commerciale*, Giuffrè.