



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI CATANIA

DIPARTIMENTO DI GIURISPRUDENZA

MASTER IN DIRITTO DELL'AMBIENTE E GESTIONE DEL TERRITORIO

Enrico Giarmanà

**IL DIRITTO A PRODURRE ENERGIA E LE NASCENTI FIGURE DEI
"PROSUMERS" E DELLE "REC - RENEWABLE ENERGY COMMUNITIES"**

**Sintesi delle novità introdotte dagli artt. 21 e 22 della Direttiva UE 2018/2001
dell'11 dicembre 2018**

PROJECT WORK

Tutor Didattico:

Chiar.ma Prof.ssa Marisa Meli

ANNO ACCADEMICO 2018 / 2019

INDICE

INTRODUZIONE

I. ENERGIA E DIRITTO - IL QUADRO DELLA REGOLAMENTAZIONE IN ITALIA FINO ALLA DIRETTIVA 2018/2001 DELL'11 DICEMBRE 2018

1. La disciplina vigente in Italia a partire dal 1962: il divieto di produrre energia - 2. Il decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 ("Decreto Bersani") - 3. L'evoluzione del quadro normativo - 4. Chi può produrre energia in Italia?

II. LA DIRETTIVA 2018/2001 DELL'11 DICEMBRE 2018

1. Gli obiettivi dell'UE in materia energetica - 2. (*segue*) Il Clean Energy Package: la *Magna Charta* dei diritti del *prosumer* - 3. La Direttiva UE 2018/2001: *focus* sull'art. 21 - 4. *Segue*: le REC - *Renewable Energy Communities* (*cenni*)

III. I LIMITI DELL'ORDINAMENTO ITALIANO

1. La Risoluzione n. 7/00022 del 4 giugno 2019 della 10^a Commissione permanente al Senato: sintesi dei risultati.

IV. UNO SGUARDO FUORI DAI CONFINI - FOCUS COMPARATISTICO SUL MODELLO SPAGNOLO

1. "*One to one*" e "*one to many*": le realtà esistenti in altri ordinamenti. Cenni al modello spagnolo

CONCLUSIONI

“The time to answer the greatest challenge of our existence on this planet is now.

You can make history or be vilified by it”

Leonardo DiCaprio - Speech at the United Nations Climate Summit,

23.09.2014

INTRODUZIONE

Il presente lavoro ha lo scopo di fornire una sintesi – scevra da alcuna pretesa di esaustività - del quadro normativo, interno ed europeo, riguardante uno specifico profilo delle FER (Fonti di Energia Rinnovabile), completamente stravolto in seguito alla Direttiva UE dell'11 dicembre 2018 n. 2001, i cui artt. 21 e 22 ornano di maggior concretezza gli obiettivi di liberalizzazione del mercato dell'energia posti già dalla Direttiva UE 96/92¹. Prendendo le mosse dal contesto normativo interno, uno tra i principali ostacoli al pieno sviluppo delle FER - sin dal 1962 - potrebbe essere ravvisato proprio nell'assenza di una idonea (de)regolamentazione che abbia mai consentito, in armonia con gli obiettivi UE, la piena liberalizzazione del mercato dell'energia².

Oggetto di analisi sarà, anzitutto, il contesto normativo interno e i limiti che, sin dalla legge n. 1643/62 (cd. "Legge di Nazionalizzazione") lo hanno contraddistinto. Tra questi, l'oramai noto divieto di produrre e cedere energia nei confronti di chi, all'infuori dell'ente monopolista, non fosse in possesso dei requisiti indicati dalla legge. Limite che ha certamente segnato in senso negativo il pieno sviluppo e la diffusione delle fonti rinnovabili in Italia. In seguito, il Decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 (cd. "Decreto Bersani") - di recepimento della Direttiva UE 96/92 sulla liberalizzazione del mercato elettrico - ha tutt'al più decretato, per motivi che si vedranno, un "mero" riassetto del mercato elettrico piuttosto che una effettiva liberalizzazione, palesando, inoltre, talune difficoltà rappresentate dalla sovrapposizione delle competenze tra gli organismi pubblici coinvolti nella riforma in esame, da un lato, e le imprese private del settore con funzioni pubblicistiche, dall'altro. Da qui, una breve sintesi delle successive riforme che hanno interessato il settore e che hanno principalmente determinato un ulteriore aumento del numero di fonti regolamentari posti alla base della regolazione del mercato dell'energia. Eccessiva regolamentazione che ha costituito, per buona parte, solo un ostacolo alla necessaria semplificazione amministrativa che dovrebbe contraddistinguere un settore economico, come quello energetico, ispirato a principi di libero mercato.

L'accordo di Parigi del 2015 sui cambiamenti climatici - intervenuto a seguito della 21^a Conferenza delle parti della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici - pone l'ambizioso obiettivo di ridurre - entro il 2030 - di almeno il 40% le emissioni rispetto ai livelli del 1990. In questo rinnovato contesto europeo, la consapevolezza che il ricorso all'energia da fonti

¹ Approvata il 19 dicembre 1996 dal Parlamento e dal Consiglio dell'Unione Europea, la Direttiva UE 96/92 costituisce un pilastro del processo volto alla realizzazione di un mercato unico dell'energia a livello comunitario proprio attraverso la liberalizzazione e l'apertura dei mercati nazionali.

² Intendendosi come tale l'abolizione di qualsiasi divieto volto a limitare il ventaglio dei soggetti che, a vario titolo, si affacciano all'interno di questa importante "fetta" di mercato.

rinnovabili costituisce uno strumento di centrale importanza per ridurre le emissioni di gas a effetto serra, e per rispettare gli impegni assunti dall'Unione nel quadro dell'accordo di Parigi, ha condotto a una decisiva presa di posizione sul rapporto FER-mercato energetico. La Direttiva UE 2018/2001 - unitamente agli altri importanti strumenti normativi contemplati all'interno del cd. *"Clean Energy Package"* o *"Winter package"* - segna un importante cambio di rotta verso il raggiungimento di tali obiettivi, essendo che, come si vedrà, le disposizioni in essa contenute sanciscono precisi e puntuali obblighi che gli Stati membri dovranno raggiungere, volti, nel complesso, a realizzare una vera e propria trasformazione del comparto energetico europeo, nella direzione della totale deverticalizzazione e decentramento della produzione di energia elettrica, valorizzando invece la cd. generazione distribuita (GD), 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 cd. *"REC - Renewable Energy Communities"* - le quali, con molta probabilità, costituiranno un elemento di grande rottura alla luce degli schemi negoziali fino a ora utilizzati in questo importante settore del mercato interno.

PARTE I

ENERGIA E DIRITTO - IL QUADRO DELLA REGOLAMENTAZIONE IN ITALIA FINO ALLA DIRETTIVA 2018/2001 DELL'11 DICEMBRE 2018

1. La disciplina vigente in Italia a partire dal 1962: il divieto di produrre energia – 2. *Segue*: Il decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 ("Decreto Bersani") – 3. I limiti al processo di liberalizzazione – 4. Chi può produrre energia in Italia?

1. La disciplina vigente in Italia a partire dal 1962

La legge n. 1643/62 (cd. "Legge di Nazionalizzazione") - come noto, istitutiva dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL)³ - sanciva formalmente e sostanzialmente il divieto⁴ di produrre e cedere energia da parte di chiunque, all'infuori dell'ente monopolista, non fosse in possesso dei requisiti richiesti, sancendo così, di fatto, un grosso limite al pieno sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. Le ragioni della scelta compiuta negli anni '60 possono essere rinvenute nell'esigenza di centrare l'obiettivo della "universalità del servizio". L'intervento pubblico nel settore energetico era cioè giustificato dalla duplice necessità di realizzare la maggiore efficienza tecnica e gestionale, da un lato, e, dall'altro, di raggiungere dimensioni tali da consentire il reperimento delle risorse finanziarie necessarie per i massicci investimenti richiesti dalla crescita sostenuta dalla domanda. Ciò, negli intenti del legislatore del tempo, si sarebbe potuto realizzare esclusivamente tramite la creazione di imprese energetiche verticalmente integrate, e tramite il conseguente monopolio territoriale. Si realizzò quindi un contesto giuridico-economico fortemente accentrato e monopolizzato.

La legislazione intervenuta dopo il 1962 ha progressivamente alleggerito il regime di esclusiva in favore di ENEL. Una prima apertura è stata realizzata con la legge n. 393/75 che, fra l'altro, ha consentito a Comuni e Province di produrre elettricità mediante fonti rinnovabili e in abbinamento

³ Ente cui è stato riservato sin dall'inizio l'esercizio delle attività di produzione, importazione, esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica sul territorio nazionale, cfr. art. 1, comma 1, L. 1643/62.

⁴ Fatta salva l'espressa deroga di cui all'art. 4 che legittimava solo tre categorie di soggetti, elencati dalla norma, di poter "derogare" al monopolio ENEL nella produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica, con l'obbligo, in ogni caso, di cedere a ENEL le relative eccedenze. Segnatamente, ciò era consentito:

- Alle aziende municipalizzate di cui al Testo Unico del 1925, a condizione che presentassero, entro due anni dall'entrata in vigore della Legge di Nazionalizzazione, domanda volta a ottenere la concessione all'esercizio delle attività nel settore elettrico da parte di ENEL, rilasciata previa autorizzazione del Ministero dell'Industria e del Commercio e dell'Artigianato;
- Alle imprese minori, che distribuissero meno di 15 GWh l'anno;
- Alle imprese produttrici di energia elettrica destinata a soddisfare il proprio fabbisogno energetico, limitatamente alla copertura dei fabbisogni dei propri cicli industriali, a condizione che utilizzassero almeno il 70% dell'energia prodotta;

alla generazione di calore (co-generazione), tramite l'incenerimento di rifiuti urbani o il funzionamento di impianti di dissalazione. In seguito, la legge n. 308/82 ha fornito una ulteriore spinta al processo di liberalizzazione della produzione di elettricità da fonti rinnovabili o da fonti assimilate alle rinnovabili, quali la produzione combinata di elettricità e calore, a condizione che la potenza di tutti questi impianti non fosse superiore a 3 MW, sottraendola alla riserva di ENEL, e sempre fermo restando l'obbligo di cedere a ENEL l'energia in eccesso rispetto al consumo.

Con la legge del 9 gennaio 1991 n. 9 è stato poi innovato sia il regime della produzione di energia da fonti convenzionali, che quello della produzione di energia da fonti rinnovabili, al fine di sviluppare ulteriormente gli obiettivi dell'azione già avviata dalla legge n. 308/82.

Per quanto concerne la produzione di energia elettrica da fonti convenzionali, due sono state le modifiche sostanziali apportate dalla Legge n. 9/91:

- si è stabilito che la produzione di energia da parte di produttori terzi - *i.e.* non Enel - non fosse più soggetta ad alcun vincolo di autoconsumo, potendosi quindi destinare l'intera quota di energia autoprodotta anche solo a scopo di cessione a ENEL;
- tramite l'introduzione dell'autoconsumo del gruppo industriale, è stata ampliata la definizione di autoconsumo, contemplando all'interno della nozione di "fabbisogno proprio", non solo quello del singolo produttore, ma anche quello delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima società controllante.

In sintesi, per ciò che concerne invece le fonti rinnovabili e assimilate, la Legge n. 9/91 ha:

- ampliato la disciplina sulla liberalizzazione introdotta dalla legge n. 308/82 a tutti gli impianti, prescindendo da qualsiasi limite di potenza;
- sancito l'obbligo di cedere a ENEL e alle imprese minori tutta l'energia prodotta o quella eccedente rispetto ai propri fabbisogni, disponendo altresì circa la libera circolazione dell'energia elettrica all'interno dei consorzi e società consortili fra imprese e fra dette imprese, aziende speciali degli enti locali e società concessionarie di pubblici servizi dagli stessi assunti, limitatamente però a esigenze di autoproduzione e in ogni caso previa autorizzazione del Ministro dell'Industria, da rilasciare sulla base di criteri di economicità e di valutazione delle esigenze produttive.

Con l'entrata in vigore della Direttiva 96/92/CE del 19 dicembre 1996 - avente ad oggetto "norme comuni per il mercato dell'energia elettrica" - si apre una nuova fase della politica energetica europea, dichiaratamente volta alla liberalizzazione e all'apertura di nuovi settori del mercato

interno. In questa fase, la Direttiva 96/92/CE sull'Energia avrebbe dovuto rappresentare il primo importante pilastro verso la liberalizzazione del mercato energetico. Essa imponeva il rispetto di alcuni principi fondamentali, quali:

- il divieto di attribuire diritti esclusivi per la produzione, l'importazione e l'esportazione di energia elettrica, l'uso e la costruzione di linee di trasporto;
- la libertà di accesso alle reti di trasmissione mediante due diverse modalità stabilite agli artt. 17 e 18 della Direttiva⁵;
- la graduale apertura del mercato tramite l'istituzione della figura di clienti liberi di scegliere il proprio fornitore.

Obiettivo della novella comunitaria era quello di realizzare un mercato interno dell'energia elettrica in regime di libera concorrenza, al fine di *“aumentare l'efficienza della generazione, la trasmissione e la distribuzione di tale prodotto, rafforzando nel contempo la sicurezza dell'approvvigionamento e la competitività dell'economia europea nonché rispettando la protezione dell'ambiente”*⁶.

La nuova Direttiva europea 2003/54/CE, che abroga la precedente Direttiva 96/92/CE, è in parte frutto del mancato raggiungimento degli obiettivi della Direttiva del '96, e, soprattutto, del diffuso malcontento manifestato da molti paesi membri, i quali invocavano a gran voce una rivisitazione e una maggiore determinazione nell'apertura e nella liberalizzazione del mercato energetico⁷. Viene infatti espressamente riconosciuto che *“gli ostacoli principali al conseguimento di un mercato interno pienamente operativo e competitivo sono connessi tra l'altro alle questioni di accesso alla rete, alle questioni*

⁵ Segnatamente, l'art. 17 contemplava la modalità cd. “negoziata” di accesso al mercato così che i produttori, le imprese fornitrici e i clienti idonei avrebbero potuto *“negoziare l'accesso alla rete al fine di concludere tra loro contratti di fornitura sulla base di accordi commerciali volontari”*, e ciò in alternativa al modello dell'acquirente unico di cui al successivo art. 18 della Direttiva 96/92/CE, secondo cui gli Stati Membri avrebbero garantito che:

“i) sia pubblicata una tariffa non discriminatoria per l'utilizzazione delle reti di trasmissione e di distribuzione;
ii) i clienti idonei siano liberi di concludere contratti di fornitura con produttori per coprire le loro esigenze e, qualora gli Stati membri ne autorizzino l'esistenza, con imprese di fornitura al di fuori del territorio coperto dalla rete;
iii) i clienti idonei siano liberi di concludere contratti di fornitura per coprire le loro esigenze con produttori all'interno del territorio coperto dalla rete;
iv) i produttori indipendenti trattano l'accesso alla rete con i gestori delle reti di trasmissione e di distribuzione al fine di concludere contratti di fornitura con clienti idonei al di fuori della rete, in base ad accordi commerciali volontari”.

⁶ cfr. Considerando n. 4, Direttiva 96/92/CE.

⁷ Proprio tra i considerando della Direttiva 2003/54/CE si legge che *“nella riunione tenutasi a Lisbona il 23 e il 24 marzo 2000, il Consiglio europeo ha invitato a intraprendere rapidamente i lavori per completare il mercato interno nel settore dell'energia elettrica e del gas e ad accelerare la liberalizzazione in tali settori, nell'intento di realizzare un mercato interno pienamente operativo. Nella sua risoluzione del 6 luglio 2000 sul secondo rapporto della Commissione relativo alla situazione della liberalizzazione dei mercati dell'energia, il Parlamento europeo ha chiesto alla Commissione di adottare un calendario dettagliato per la realizzazione di obiettivi accuratamente definiti nella prospettiva di liberalizzare gradualmente, ma completamente, il mercato dell'energia”*, cfr. Considerando n. 3, Direttiva 2003/54/CE.

di tariffazione e ai differenti gradi di apertura del mercato tra i vari Stati membri”⁸, oltre che dalla mancanza di “strutture di gestione indipendenti tra i gestori del sistema di trasmissione e del sistema di distribuzione e qualsiasi società di generazione/approvigionamento”⁹.

Tra le principali novità della Direttiva 2003/54/CE, occorre segnalare:

- La libertà di scelta del fornitore di elettricità per tutti i consumatori diversi da quelli domestici al 2004 e per tutti i consumatori, inclusi quelli domestici, dal 2007;
- La separazione societaria legale della trasmissione e distribuzione dalla produzione e fornitura;
- L’accesso non discriminatorio alle reti in base a tariffe trasparenti e pubblicate (non più l’accesso negoziato);
- L’istituzione in ciascuno Stato Membro di una Autorità di Regolazione, appropriata al quadro normativo locale, al fine di assicurare il controllo effettivo delle condizioni di accesso alle reti;
- L’allocazione della capacità transfrontaliera di trasmissione elettrica in base a meccanismi di mercato;

La Direttiva prevedeva inoltre l’introduzione di alcuni obblighi di “servizio pubblico” cui sono soggetti tutti gli stati membri, chiamati a garantire un “servizio universale” e “un elevato livello di protezione dei consumatori”. Vengono introdotte diverse forme speciali di tutela (tariffe sociali) e una nuova categoria di utenti, i cd. “clienti vulnerabili”, i quali possono beneficiare di apposite misure per evitare l’interruzione di fornitura.

In questa fase, si assiste quindi a una nuova alba del mercato energetico europeo. Una nuova ambizione con cui gli Stati membri sceglievano di confrontarsi, con la consapevolezza però che l’effettiva attuazione e realizzazione di un libero mercato energetico sarebbe principalmente dipesa da due variabili quantomai incerte: la velocità di recepimento della Direttiva da parte dei governi degli Stati membri e l’ulteriore legislazione che sarebbe stata adottata al fine di colmare i diversi gap esistenti¹⁰.

⁸ cfr. Considerando n. 5, Direttiva 2003/54/CE.

⁹ Cfr. Considerando n. 8, Direttiva 2003/54/CE.

¹⁰ Per una sintesi approfondita sui risultati conseguiti a partire dalle riforme degli anni ’90 si rinvia a “Governare la Riforma. Imprese, sindacato e regole nel mercato dell’energia”, a cura di: Alessandro Notargiovanni, Gustav Degrassi, Riccardo Sanna, giugno 2006, par. 1.3.3.

2. *Segue*: Il decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 (“Decreto Bersani”)

Il primo atto di recepimento della Direttiva 96/92/CE è stato il Decreto Legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 (cd. "Decreto Bersani") sulla liberalizzazione del mercato elettrico. Al riguardo, si ritiene utile precisare anzitutto che il summenzionato Decreto ha tutt'al più determinato un timido riassetto del mercato elettrico piuttosto che una concreta liberalizzazione dello stesso, palesando in concreto talune difficoltà rappresentate dalla sovrapposizione delle competenze tra gli organismi pubblici coinvolti nella riforma in esame, da un lato, e le imprese private del settore con funzioni pubblicistiche, dall'altro¹¹. Dal lato della domanda, la legislazione italiana non si è spinta oltre quanto stabilito a livello comunitario, salvo proporre una soluzione innovativa avente ad oggetto la figura dei consorzi. In sostanza, viene concessa l'opportunità a più soggetti, persone fisiche e non, di mettere insieme i propri consumi così da poter raggiungere più agevolmente le soglie stabilite dal Decreto al fine di acquisire la qualifica di “cliente idoneo”¹² di cui all'art. 2, comma 6, del citato Decreto, ed avere quindi la capacità di stipulare contratti di fornitura con altri soggetti - *i.e.* “con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero” - coinvolti nel mercato energetico.

Al contrario, la novità certamente più rilevante ha riguardato il lato dell'offerta. Tra gli obiettivi della Direttiva 96/92/CE v'era infatti proprio quello di addivenire a una completa separazione societaria della trasmissione e distribuzione dalla produzione e fornitura di energia. Ciò, sul fronte interno, avrebbe necessariamente comportato il parziale smembramento dell'Enel, nonché la sua completa “deverticalizzazione”, poi attuata tramite la trasformazione in società per azioni e la

¹¹ Infatti, ai sensi dell'art. 5 del Decreto, la gestione economica del mercato fu affidata al Gestore del Mercato (società per azioni costituita il 27 giugno 2000 dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale) e la cui disciplina veniva predisposta sempre dal Gestore del Mercato, seppur approvata con Decreto dal Ministero delle Attività Produttive, sentita l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. In più, è stata definita l'entrata nel mercato di nuovi operatori e di altri interlocutori oltre all'Enel:

- AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas) la quale fissa le condizioni atte a garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento e che può autorizzare la costituzione di contratti bilaterali, in deroga al mercato elettrico, sulla base di criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori;
- GRTN (Gestore della rete di Trasmissione Nazionale) che esercita attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica e che con proprie delibere fissa le regole del dispacciamento;
- GME (Gestore del mercato elettrico) che assume la gestione delle offerte di vendita e acquisto dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi;
- AU (Acquirente Unico) che deve garantire, per i clienti vincolati, la fornitura dell'energia elettrica, la gestione dei relativi contratti e la tariffa unica a livello nazionale. I distributori possono acquistare energia per i propri clienti vincolati solo attraverso AU che, sulla base delle direttive fissate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, può stipulare dei contratti di vendita con i distributori elettrici;

¹² cfr. art. 14, co. 2, lett. “b”, D.lgs. 79/99. Soglie che, con il tempo, sono state sempre più modificate al ribasso fino, da ultimo, considerare idonei tutti i titolari di partita IVA.

creazione di una *Holding* con società separate a livello gestionale per le attività di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita ai clienti finali idonei¹³. Di fatto, il riassetto societario dell'Enel ha portato la stessa ad ampliare e a diversificare il proprio business in altre attività quali il trading elettrico e del gas, la gestione di sistemi idrici e le telecomunicazioni, dando vita a un gruppo internazionalizzato tra i più grandi in Europa, solo a partire dal 2001 riportato tendenzialmente ai soli settori elettrico e del gas.

In sintesi, il Decreto Bersani sanciva:

- la liberalizzazione delle attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica, a decorrere dal 1 Aprile 1999, decretando così la fine del monopolio Enel¹⁴;
- la riserva esclusiva allo Stato delle attività di trasmissione e dispacciamento e la loro attribuzione in concessione a una costituenda società per azioni, il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (il "Gestore della Rete");
- lo svolgimento in regime di concessione - appositamente rilasciata dal MICA - dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica¹⁵ sulla base di una complessiva razionalizzazione del settore su scala nazionale, prevedendo l'obbligo di aggregazione tra operatori al fine di consentire l'operare di un unico centro di distribuzione per ambito comunale. Inoltre, viene imposto a Enel di costituire una nuova società - denominata Enel Distribuzione - separata da quella di distribuzione, per la vendita di energia ai clienti idonei;

Al decreto Bersani sono seguiti altri tre importanti provvedimenti normativi. Il primo di questi è il Decreto Legge del 7 febbraio 2002, n. 7 (cd. "decreto Marzano" o "sblocca centrali"), convertito con legge 9 aprile 2002, n. 55, recante "*Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale*", il quale aveva lo scopo di individuare, dopo un'articolata fase di concertazione con le

¹³ In particolare, le decisioni rilevanti per ridurre la posizione dominante di Enel posso sintetizzarsi nelle seguenti cinque:

- L'obbligo di cedere entro il 2003 almeno 15.000 MW su un totale di 57.000 detenuti (più di un quarto del totale);
- L'obbligo di cedere, se richiesto, le reti di distribuzione nei comuni dove un altro operatore serviva il 20% degli utenti (ciò ha comportato la cessione di 1,5-2 milioni di clienti vincolati dei 29 milioni serviti);
- Lo scorporo della funzione di dispacciamento e di gestione del sistema ad un nuovo gestore (GRTN) trasferito sotto il controllo diretto del Ministero del Tesoro;
- La creazione della società TERNA a cui è stata affidata la gestione e la proprietà della rete di trasmissione, anche se rimasta nel perimetro Enel. L'Italia adottò il modello californiano, cioè *ISO (Independent system operator)* distinto dal proprietario della rete. Soluzione che ha deluso le aspettative, facendo crollare gli investimenti in manutenzione e sviluppo della rete di trasmissione nazionale;
- Il tetto *antitrust* alla produzione, pari al 50%;

¹⁴ Per raggiungere tale obiettivo, come anticipato (cfr. nota 13) è stata inizialmente disposta e attuata la dismissione di 15.000 MW di capacità di generazione. Tale capacità è stata suddivisa in tre compagnie di generazione (denominate Genco, ovvero Elettrogen, Eurogen e Interpower), poi messe sul mercato.

¹⁵ cfr. art. 1, co. 1, del D.lgs. 79/99.

Regioni, nuove regole per evitare il pericolo di interruzione di fornitura di energia elettrica su tutto il territorio nazionale e per garantire la necessaria copertura del fabbisogno del Paese. Il decreto contemplava infatti la costruzione e l'esercizio di impianti di energia elettrica con potenza superiore a 300 MW termici, interventi di modifica o di ripotenziamento, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili all'esercizio degli stessi, dichiarati di pubblica utilità e soggetti ad una autorizzazione unica rilasciata dal Ministero delle Attività Produttive a sostituzione delle autorizzazioni, concessioni e atti di assenso comunque denominati previsti dalle norme vigenti.

A questo primo provvedimento - in seguito al black out del 27 Settembre, che ha sostanzialmente lasciato al buio l'Italia - ha fatto seguito la Legge n. 290 del 27 ottobre 2003 la quale ha disposto in merito ad alcune misure ritenute urgenti dal Governo e inizialmente espunte dal disegno di legge Marzano per il riordino del settore energetico. Diversi profili vengono presi in considerazione dal documento. Tra i più rilevanti - al di là della previsione di nuove centrali per le quali la nuova legge semplifica le procedure per la localizzazione degli impianti, affidando l'autorizzazione alla Conferenza Stato-Regioni nei cui confronti gli enti locali non potranno più opporsi - si segnala l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica e la successiva privatizzazione del soggetto nato dall'unificazione. Difatti, il successivo DPCM 11/05/2004 ha dato il via libera al processo di riunificazione della proprietà e della gestione della Rete Elettrica Nazionale (RTN) e, nei fatti, ha posto il sigillo di legittimità alla collocazione sul mercato del 50% del capitale di Terna, condivisa dall'Enel già da tempo. Nel dettaglio, il DPCM richiamato, articolato su quattro articoli, ha definito criteri, tempi e modi della riunificazione e della privatizzazione del nuovo soggetto, stabilendo più nello specifico i seguenti vincoli:

- entro il 31 ottobre 2005 il GRTN avrebbe dovuto conferire, a titolo oneroso, le attività di gestione della rete a Terna;
- le partecipazioni detenute dal GRTN nelle società Gestore del Mercato (GME) e Acquirente Unico (AU) furono escluse dal conferimento;
- entro 90 giorni dall'emanazione del Decreto, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas avrebbe dovuto disporre meccanismi, anche tariffari, volti a promuovere la completa unificazione della rete elettrica nazionale con l'aggregazione delle porzioni di rete di proprietà di altri soggetti (Terna deteneva circa il 90% dell'intera rete);
- il nuovo soggetto scaturente dall'unificazione sarebbe stato gestito secondo criteri di imparzialità, neutralità e senza discriminare utenti o categorie di utenti;

- nessun soggetto del settore, che partecipa al capitale della nuova Terna, avrebbe potuto esercitare un diritto di voto superiore al 5%, con un limite di possesso del capitale sempre del 5%;
- la privatizzazione della nuova Terna sarebbe avvenuta mantenendo un nucleo stabile di azionisti che avrebbero garantito la tutela delle caratteristiche di servizio di pubblica utilità;

Come noto, le novità introdotte a partire dal Decreto Bersani del '99, pur fissando alcuni punti fermi della nuova disciplina del mercato energetico, lasciavano indefiniti diversi aspetti e irrisolte alcune criticità che, nel complesso, non portarono verso gli obiettivi auspicati, decretando - al netto delle modifiche che hanno coinvolto il riassetto societario del settore - il parziale fallimento del processo di liberalizzazione e apertura del mercato energetico avviato sin dalla Direttiva 96/92/CE (v. *infra*).

3. I limiti al processo di liberalizzazione (*cenni*)

Il ventaglio di riforme sopra riportato ha determinato, seppur in parte, sia una timida apertura del mercato ai grandi consumatori, i quali accedono ad un mercato libero che offre qualche vantaggio in termini di prezzo e di condizione di fornitura, sia un complessivo miglioramento della qualità del servizio, essendosi dimezzate le interruzioni dovute al malfunzionamento delle reti locali ed essendo diminuito il divario qualitativo tra il Nord ed il Sud del Paese - cui si aggiunge una sensibile diminuzione delle tariffe, nella parte che riflette i costi del sistema nazionale - sia, e infine, l'accesso a nuovi operatori italiani e stranieri nel mercato del gas e dell'elettricità.

Come detto, i risultati scaturenti dal processo di liberalizzazione avviato negli anni '90 non andarono tuttavia nella direzione sperata. Il complessivo bilancio scaturente dall'insieme di riforme operate sul mercato dell'energia, e sui principali *asset* che di questo ne costituirono il fondamentale portato, hanno tutt'al più fatto emergere ulteriori criticità sistemiche che, nel complesso, determinarono un continuo e pesante clima di incertezza e confusione, che è quanto di più disincentivante possa esserci per la costruzione di un sistema di mercato.

La prima tra le principali criticità emerse ha avuto ad oggetto proprio i prezzi del mercato italiano dell'energia, i quali restarono i più elevati rispetto ai prezzi medi europei (+ 20% ca). Le cause sono molteplici, in sintesi:

- Non si registrò una netta apertura dei mercati dell'elettricità e del gas verso meccanismi concorrenziali;
- L'Enel, quale principale operatore del mercato, seppur oramai parzialmente smembrata e deverticalizzata, continuava di fatto a stabilire i prezzi del mercato libero;
- Scarsità di investimenti in infrastrutture di trasporto dell'energia;
- La scarsità di interconnessioni tra il mercato italiano e il resto del mercato europeo costituì uno dei principali ostacoli all'accesso di nuovi interlocutori in grado di abbattere i prezzi nazionali e zionali. Infatti, il mercato interno restò sostanzialmente dominato dai due operatori maggiori: Eni ed Enel, entrambi controllati dal Ministero del Tesoro.

Non a caso, fondamentale criticità strutturale riguardò proprio l'eccessivo potere di mercato rimasto nelle mani di Enel (tanto da aver portato l'autorità *Antitrust*, nell'Aprile del 2005, ad avviare una significativa istruttoria nei confronti di Enel per un presunto abuso di posizione dominante). Di fatto, tutti gli indicatori elaborati dal Gestore del Mercato Elettrico (GME) per misurare la concentrazione dell'offerta nell'Ipex mostrarono che un solo operatore, l'Enel appunto, continuava a fissare il prezzo praticamente in tutte le zone d'Italia. Essa, grazie alla assoluta indispensabilità dei propri impianti di produzione in alcune macro-zone del paese (centro nord, centro sud, sud), era in grado di estendere il proprio potere di mercato anche nella zona più concorrenziale, la zona nord, influenzando le strategie di offerta dei propri concorrenti, essendo inoltre il principale operatore nazionale, relativamente allo stock di potenza efficiente netta operativa, con una quota superiore al 55%, elementi questi che assicuravano a Enel un vantaggio competitivo rilevante per la copertura delle punte di fabbisogno.

A queste criticità vanno poi aggiunte quelle connesse ad altre due importanti novità introdotte dal Decreto Bersani, ossia dire il mancato funzionamento della borsa elettrica e della figura dell'Acquirente Unico (AU), due figure tra loro strettamente correlate. Infatti, senza la borsa elettrica, l'AU difficilmente avrebbe potuto svolgere il suo ruolo e viceversa, sia per la mancanza di uno strumento di aggiustamento degli acquisti alla fluttuazione della domanda sia per la mancanza di un prezzo di riferimento¹⁶.

In altre parole, non sembra erraneo affermare che il processo di liberalizzazione avviato anni prima aveva complessivamente fallito, non determinando di fatto alcun ribasso sperato dei prezzi,

¹⁶ Senza tralasciare inoltre che sia l'Enel che l'AU restarono nel possesso, in tutto o in parte, del Ministero dell'Economia, presso il quale prevalse l'obiettivo di valorizzare al massimo l'Enel rispetto a quello di minimizzare il prezzo dell'elettricità.

né, tantomeno, una reale (e totale) apertura del mercato energetico a tutti gli operatori a vario titolo coinvolti nel settore, residuando ancora un'offerta energetica fortemente centralizzata e limitata a pochi soggetti produttori. L'aver indirizzato la maggior parte degli investimenti verso fonti derivanti da combustibili fossili, unitamente alla complessiva bassa efficienza del parco di generazione e, si ribadisce, all'assenza di un'offerta che origini da più soggetti produttori operanti in condizione di competitività tra di loro, ha, nel complesso, mozzato la riforma del settore energetico nonché la struttura stessa del mercato che si voleva edificare in Italia.

4. Chi può produrre energia in Italia?

L'attuale quadro normativo disciplina diverse e variegata ipotesi concernenti il diritto a produrre energia. Tuttavia, al fine di meglio inquadrare il tema e definire le varie fattispecie oggi vigenti, occorre prima partire dalle definizioni stesse che, sin dal decreto legislativo n. 79/99, cd. "Decreto Bersani", qualificano e definiscono la figura di "cliente finale", quella di "produttore" e l'attività di "distribuzione" di energia elettrica, essendo queste le principali fattispecie coinvolte nella disamina della casistica riguardante il diritto alla produzione di energia da parte dei singoli privati cittadini, ed essendo questi i corollari sui quali si è successivamente edificato l'insieme delle configurazioni private oggi consentite.

Al riguardo, occorre anzitutto precisare che il "Decreto Bersani" definisce il cliente finale come la persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di produzione o distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete pubblica anche attraverso reti o linee private¹⁷. In concreto, l'individuazione di tale figura è stata inizialmente connessa alle cosiddette "unità di consumo", ossia dire le singole unità immobiliari e le relative pertinenze¹⁸. Allo stato attuale, l'unità di consumo che identifica il cliente finale è definita come l'insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi a una rete, anche per il tramite di reti o linee elettriche private, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo al predetto insieme sia utilizzato per un singolo impiego o finalità produttiva. La nozione di cliente finale inizialmente delineata dal Decreto "Bersani" non contemplava quindi l'attività di negoziazione/stipula di contratti di fornitura di energia elettrica anche in qualità di produttore di energia (o comunque per

¹⁷ Cfr. art. 2, comma 3, D.lgs. 79/99 ai sensi del quale "Cliente finale è la persona fisica o giuridica che acquista energia elettrica esclusivamente per uso proprio".

¹⁸ Salvo poi legittimare l'aggregazione di più unità immobiliari in un'unica unità di consumo in alcuni casi particolari definiti dalle delibere 578/2013/R/eel e 539/2015/R/eel. 21.

le quote eccedenti il proprio consumo), stante la limitazione derivante dal fatto che la nozione di “cliente finale” comprende solo la parte “che acquista” energia elettrica. Non a caso, il Decreto “Bersani” distingueva dalla fattispecie di “cliente finale” quella di “cliente idoneo”, intendendosi come tale “la persona fisica o giuridica che ha la capacità, per effetto del presente decreto, di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero”¹⁹. Quest’ultima definizione appare certamente più ampia rispetto a quella di cliente finale, stante la capacità di queste figure di accedere al mercato dell’energia avendo quale controparte negoziale un ventaglio di soggetti molto più ampio rispetto a quello cui sono tendenzialmente vincolati i comuni “clienti finali”. Infatti, ai sensi del Decreto citato, un soggetto in grado di ottenere la qualifica di “cliente idoneo” avrebbe potuto stipulare un contratto di fornitura avente ad oggetto anche la cessione delle quote di energia prodotta e non consumata in sito, ad esempio, con il GSE o ,ancora, con il concessionario del servizio di distribuzione di energia nell’ambito comunale di riferimento, al fine di ottenere una forma di remunerazione, da definire poi mediante i provvedimenti ministeriali e delle varie autorità di settore, tra tutte, l’ARERA. In ogni caso, in nessuna parte del Decreto viene contemplata la libertà di cedere quote di energia non consumata in sito a chiunque, possibile destinatario dell’energia prodotta e non consumata, intenda acquistarla. In altre parole, gli astratti eventuali acquirenti di quote eccedenti di energia prodotta e non consumata dai clienti cd. “idonei” sarebbero stati soltanto coloro i quali fossero in possesso della qualifica di “produttore, distributore o grossista”²⁰.

Ben distinta dalla figura di cliente finale, quella di “produttore” di energia, ai sensi del Decreto 79/99, è da intendersi come qualsiasi “persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell’impianto”²¹. L’ampiezza insista nella nozione appena richiamata consente di affermare che, nel concreto, la figura di produttore di energia avrebbe anche potuto coincidere con quella di “cliente finale”. Infatti, il successivo comma 19 dell’art. 2 del citato Decreto, definendo la produzione di energia come “la generazione di energia elettrica, comunque prodotta” lasciava intendere che è “produttore” anche il soggetto, non necessariamente titolare dell’impianto, in grado di generare energia elettrica non per forza quale principale e unica attività

¹⁹ Cfr. art. 2, comma 6 del D.lgs. 79/99.

²⁰ Si precisa inoltre che a partire dal primo luglio 2004 sono stati considerati quali “clienti idonei” tutti i consumatori non domestici (in pratica chiunque risulti titolare di una partita IVA), mentre dal primo luglio 2007 - in esecuzione di quanto stabilito dal D.lgs. 18 giugno 2007 n. 73, il quale recepisce il contenuto dall’art. 21 della Direttiva 2003/54/CE - si stabilì che tutti i clienti finali potessero essere qualificati come “idonei” proprio al fine di determinare una maggiore apertura del mercato libero alla domanda.

²¹ Cfr. art. 2, comma 18, D.lgs. 79/99, ove per “produzione di energia” si intende “la generazione di energia elettrica, comunque prodotta”, ai sensi del successivo comma della medesima disposizione.

o ragione sociale, bensì anche colui il quale, seppur “cliente” perché parte di un contratto di fornitura di energia elettrica con il concessionario del servizio di distribuzione – si pensi alle quote di energia di cui potrebbe necessitare un soggetto nelle ore in cui il proprio impianto fotovoltaico non è nelle condizioni di produrre energia – sia in grado di reimmettere nella rete quote di energia “comunque prodotta”.

Infine, come detto, l’art. 1 del Decreto “Bersani”, a partire dalla data di entrata in vigore del decreto (1 aprile 1999), stabiliva che le attività di trasmissione, dispacciamento e distribuzione – essendo le reti elettriche in una situazione di monopolio naturale – fossero svolte in regime di concessione, affidate al GSE limitatamente alle attività di trasmissione e dispacciamento, e previo rilascio del titolo autorizzativo Ministeriale nel caso della distribuzione²². Quest’ultima, definita dal comma 14 dell’art. 2 come “il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione a media e bassa tensione per le consegne ai clienti finali”, è disciplinata dal successivo art. 9 del D.lgs. 79/99, il quale, per limitarsi ai profili che qui interessano, stabilisce al primo comma che “Le imprese distributrici hanno l’obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché’ siano rispettate le regole tecniche nonché le deliberazioni emanate dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas in materia di tariffe, contributi ed oneri”, e d’altronde non sarebbe potuto essere diversamente, atteso che l’obiettivo della liberalizzazione e apertura del mercato elettrico - stante l’assenza di reti private per la distribuzione di energia, nonché la riconosciuta condizione di monopolio naturale della rete – doveva necessariamente transitare per il tramite delle autorità pubbliche, cui era stata affidata la gestione delle reti, e dell’obbligo di contrarre con chiunque avesse avuto la necessità di approvvigionarsi.

Fatte le dovute sintetiche premesse di ordine terminologico, occorre adesso volgere lo sguardo al contesto normativo e regolamentare che, in concreto, ha dato vita alle diverse fattispecie negoziali presenti sul mercato energetico italiano a partire dal citato Decreto 79/99, cui, come detto, sono corrisposte altrettante diversificate configurazioni energetiche private.

In generale, è stata la normativa nazionale a stabilire in quali casi fosse possibile realizzare collegamenti elettrici finalizzati all’autoconsumo e quali configurazioni elettriche private potessero essere realizzate, tenendo conto del fatto che le reti elettriche si trovano in condizione di monopolio naturale e che le attività di trasmissione e di distribuzione dell’energia elettrica sono

²² Cfr. art. 1, primo comma, D.lgs. 79/99, “le attività di trasmissione e dispacciamento sono riservate allo Stato ed attribuite in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale di cui all’articolo 3. L’attività di distribuzione dell’energia elettrica è svolta in regime di concessione rilasciata dal Ministro dell’industria, del commercio e dell’artigianato”

esercite in regime di concessione sul territorio nazionale, ai sensi dell'art. 1, co. 1, del Decreto Bersani. Ciò comporta, come sopra già precisato, che le imprese distributrici *"hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta"*²³, ove la scelta del termine *"soggetti"* appare volutamente riferita a qualsiasi delle figure (produttore, distributore, cliente, cliente idoneo, etc..) contemplate del Decreto, non quindi limitata ai *"clienti finali"*. Si tratta, *mutatis mutandis*, della formulazione tecnica dell'obbligo di contrarre di cui all'art. 2597 del Codice Civile²⁴, il quale, si potrebbe dire, costituisce il *genus* entro cui collocare il principio espresso nel Decreto del '99.

Ebbene, in Italia si sono stratificate nel tempo una serie di definizioni corrispondenti alle varie configurazioni private astrattamente realizzabili. Senza alcuna pretesa di esaustività, le principali configurazioni consentite - e disciplinate mediante provvedimenti poi emanati dal MICA e dalle varie autorità di regolazione del settore, cui la legge demandava la predisposizione di direttive che regolassero i rapporti tra ENEL e i produttori per quanto riguarda la cessione, lo scambio, la produzione per conto terzi e il vettoriamento di energia - comprendono:

- I cdd. *"Sistemi Semplici di Produzione e Consumo"* (SSPC), i quali configurano assetti privati all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, bensì quale attività di autoapprovvigionamento energetico²⁵. In pratica si tratta di sistemi elettrici che possono essere ricondotti a una struttura semplice in cui vi sia un unico punto di connessione di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale²⁶ (tuttavia, cliente finale e produttore possono coincidere con lo stesso soggetto ovvero possono essere soggetti diversi).
- I cdd. *"Sistemi di Distribuzione Chiusi"* (SDC) di cui alla direttiva 2009/72/CE, ammessi nell'ambito delle reti elettriche esistenti al di là delle reti pubbliche gestite da un concessionario. Tali configurazioni, al contrario dei SSPC, sono definite come sistemi elettrici a struttura complessa che, per effetto dei rapporti intercorrenti fra i diversi utenti del sistema, non possono essere ricondotti a uno schema semplificato in cui vi sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale. Tali sistemi sono

²³ Cfr. art. 9, primo comma, D.lgs. 79/99.

²⁴ Norma che espressamente così recita: *"Chi esercita un'impresa in condizione di monopolio legale ha l'obbligo di contrattare con chiunque richieda le prestazioni che formano oggetto dell'impresa, osservando la parità di trattamento"*

²⁵ Cfr. definizione degli SSPC fornita dal GSE.

²⁶ In generale, ogni cliente finale e ogni produttore sono separatamente e autonomamente connessi alla rete. Il corrispondente punto di connessione viene identificato tramite il POD (*Point of Delivery*).

pertanto riconducibili a uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica.

Questi ultimi (SDC) sono a loro volta suddivisibili in Reti Interne d'Utenza (RIU)²⁷ e Altri SDC (ASDC). Nell'ambito dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC), il legislatore ha invece individuato ulteriori diverse configurazioni, tra queste si segnalano i Sistemi di Autoproduzione (SAP)²⁸, i Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU)²⁹, i Sistemi Esistenti Equiparati ai SEU (SESEU)³⁰ e i Sistemi in Scambio sul Posto (SSP)³¹. A questi, da ultimo, l'Autorità ha aggiunto - con la deliberazione 578/2013/R/eel - la categoria degli Altri Sistemi Esistenti (ASE), la quale racchiude tutti i sistemi che, pur non rientrando in specifiche definizioni di SSPC, sono stati realizzati e connessi alla rete pubblica prima dell'entrata in vigore della medesima deliberazione 578/2013/R/eel. Successivamente, con le deliberazioni 578/2013/R/eel e 539/2015/R/eel, e i relativi Allegati (rispettivamente, Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo - TISSPC e Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi - TISDC), l'Autorità ha dato attuazione al quadro normativo sopra richiamato, così da tener conto dell'evoluzione dello stesso, razionalizzando il quadro definitorio e precisando come vengono erogati i servizi di connessione, trasmissione, distribuzione e misura, ivi inclusa l'applicazione delle relative componenti tariffarie.

²⁷ Cfr. art. 33 della legge n. 99/09.

²⁸ Già contemplati dal Decreto Bersani all'art. 2, comma 2.

²⁹ Di cui all'art. 10, comma 1, del decreto legislativo n. 115/08. In generale, un SEU configura una struttura organizzativa in cui uno o più impianti di produzione da fonti rinnovabili (fotovoltaico, dunque, ma non solo) sono gestiti dallo stesso produttore, il quale può coincidere con il consumatore finale o può essere un soggetto differente. Nel caso sia un soggetto differente il produttore può vendere l'energia prodotta direttamente al cliente finale, ottenendone beneficio. L'impianto (o gli impianti) di produzione non devono superare i 20 Megawatt di potenza. Requisito fondamentale - e allo stesso tempo il maggior limite - dei SEU è che l'impianto di produzione deve essere direttamente connesso alla "unità di consumo" di un solo utente finale e deve essere un collegamento privato, senza obbligo di intermediazione di terzi

³⁰ Cfr. art. 10, comma 2, del decreto legislativo n. 115/08. Tali SESEU, a loro volta, possono essere ripartiti in quattro diverse categorie. Si vedano, al riguardo, la deliberazione 578/2013/R/eel (che identifica i SESEU di tipo A, B e C) e la deliberazione 788/2016/R/eel (che identifica i SESEU di tipo D).

³¹ I quali a loro volta si suddividono in SSP di tipo "A", se alimentati da fonti rinnovabili con potenza non superiore a 20 KW, o di tipo "B", in tutti gli altri casi.

PARTE II

LA DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DELL'11 DICEMBRE 2018

1. Gli obiettivi dell'UE in materia energetica (*cenni*) – 2. Il Clean Energy Package: la *Magna Charta* dei diritti del *prosumer* – 3. (*segue*) La Direttiva UE 2018/2001: *focus* sull'art. 21 – 4. (*segue*) Le REC - *Renewable Energy Communities* (*cenni*)

1. Gli obiettivi dell'UE in materia energetica (*cenni*)

Il lungo cammino della politica energetica dell'UE – che attualmente vanta un ventaglio alquanto vasto e dettagliato di atti normativi disciplinanti il settore (v. *infra*) – trova avvio, per i profili strettamente connessi alle rinnovabili, non prima degli anni '90³², ove, tuttavia, fino all'entrata in vigore del Trattato di Lisbona, l'energia non ha mai avuto un titolo a sé stante all'interno dei trattati europei³³. Infatti, nell'ultima revisione del Trattato CE - prima dell'entrata in vigore di quello di Lisbona - la politica energetica era stata semplicemente inserita nell'elenco degli obiettivi dell'articolo 3, par. 1, lett. "u"³⁴, il tema dell'energia veniva poi citato nel titolo sull'ambiente (titolo XIX, art. 175. par. 2, lett. "c", TCE, oggi art. 192 TFUE³⁵). Solo nel 1995 vengono definiti per la prima volta gli obiettivi della politica energetica comunitaria, ispirati ad azioni e programmi di lungo termine³⁶. Le istituzioni comunitarie iniziavano cioè ad assumere maggiore consapevolezza sulla necessità di armonizzare anche la politica energetica europea alle finalità generali della politica economica UE, come noto, improntata sull'integrazione dei mercati, liberalizzazione e deregolamentazione³⁷. L'intervento pubblico andava quindi limitato a quanto strettamente

³² In realtà, si ricorderà che le prime forme di cooperazione fra gli Stati membri nel settore energetico risalgono agli anni '50, allorché l'avvio del processo di integrazione europea portò all'istituzione di due importanti pilastri istituzionali, la CECA e la CEEA, create al fine di istituire un quadro europeo per la creazione di un mercato comune del carbone e dell'acciaio, nonché per lo sviluppo e la produzione a scopi pacifici dell'energia nucleare. Per una completa e dettagliata disamina dei profili storici connessi al mercato energetico europeo di veda "*Energia – Integrazione europea e cooperazione internazionale*", di M. Marletta, Giappichelli, Torino, 2011, pagg. 6-32, 37, nota n. 9.

³³ Più in generale, sembra prevalere l'opinione secondo cui l'attecchimento degli Stati membri nel cedere parte della loro sovranità attribuendo le relative competenze nel settore dell'energia è parso inizialmente alquanto "*cauto quando non diffidente*", cfr. *ibidem*, pag. 57.

³⁴ La collocazione dell'energia tra i settori d'intervento "comunitario" di cui agli artt. 3 e 4 del TCE, senza però nulla disporre in merito alle misure concretamente emendabili, aveva portato alcuni a ritenere che "*la Comunità non godesse di una specifica competenza in subiecta materia*". Cfr. *ibidem*, pag. 57

³⁵ Ove si stabilisce che il Consiglio può adottare all'unanimità "*misure aventi una sensibile incidenza sulla scelta di uno Stato membro tra diverse fonti di energia e sulla struttura generale dell'approvvigionamento energetico del medesimo*".

³⁶ Obiettivi poi tradotti in due importanti provvedimenti, il Libro bianco "*Una politica energetica per l'Unione Europea*", COM (95) 682, seguito dal libro verde "*Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico*", COM (2000) 769.

³⁷ cfr. *ibidem*, pag. 21-23, ove, in riferimento al nascente interesse verso le FER da parte dell'UE, viene evidenziata l'importanza di adottare "*una strategia generale che consentisse a queste fonti di affermarsi sul bilancio*

necessario a tutelare gli interessi ed il benessere collettivo, lo sviluppo sostenibile, la protezione dei consumatori e la coesione sociale.

In via di estrema sintesi, il primo pacchetto energia (Direttiva 96/92/CE del 1996) prevedeva l'apertura dei mercati nazionali ai "grandi consumatori" (*i.e.*, le grandi imprese), l'entrata nella fase di generazione dell'elettricità, l'accesso regolato o negoziato alla rete, la possibilità di imporre l'obbligo di fornitura nelle obbligazioni di interesse generale alle imprese del settore, ma soprattutto, sotto il profilo giuridico, auspicava il superamento delle complesse questioni riguardanti "la dissociazione tra gestore della rete e produttore/distributore (*unbundling*)"³⁸. A partire dagli anni 2000, la lotta contro il riscaldamento climatico ha progressivamente assunto un'impronta sempre più centrale all'interno dell'agenda europea, a tal punto da indurre molti ad abbracciare la tesi secondo cui il modello energetico di sviluppo delle società industriali non è né generalizzabile a tutto il pianeta né (oramai) sostenibile a lungo termine. Questa consapevolezza ha man mano determinato l'Unione Europea ad acquisire un ruolo sempre più da leader all'interno del contesto mondiale sulla lotta ai cambiamenti climatici, al punto da averla spinta a tradurre in forma concreta e legalmente stringente tali obiettivi, mediante la formulazione di politiche pubbliche vincolanti su scala europea e all'interno di ciascun Stato membro³⁹. Successivamente, il secondo pacchetto (Direttiva del 2003)⁴⁰ prevedeva che la medesima strategia avviata nel 1996 andasse estesa anche nei confronti dei consumatori più piccoli, al fine di realizzare una complessiva e concreta apertura del mercato europeo dell'energia⁴¹. Tuttavia, è stato da alcuni evidenziato che la Direttiva 2003/54/CE, sebbene da un punto di vista strettamente normativo

energetico comunitario", e ciò perché "tale strategia non solo può favorire lo sviluppo tecnologico ma soprattutto aiuta ad eliminare gli ostacoli non tecnici che si frappongono alla penetrazione sui mercati dell'energia delle tecnologie sull'energia rinnovabile". Non a caso, viene più avanti precisato che "il Mercato interno configurato nel TCE/TFUE è un mercato caratterizzato da un regime concorrenziale nel quale l'intervento statale costituisce l'eccezione e non la regola". Per una sintesi esaustiva sullo specifico tema delle politiche di liberalizzazione del settore energetico europeo si rinvia a "Energia – Integrazione europea e cooperazione internazionale", di M. Marletta, Giappichelli, Torino, 2011, pagg. 34-41.

³⁸ cfr. *ibidem*, pag. 25.

³⁹ Oltre ad aver portato la stessa a dichiararsi disponibile a partecipare allo sforzo internazionale di finanziamento per l'aiuto ai paesi in via di sviluppo; cfr. *ibidem*, pag. 31-32.

⁴⁰ Direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE.

⁴¹ Più nel dettaglio, gli obiettivi delle liberalizzazioni riguardarono:

- La libertà di scelta del fornitore da parte dei consumatori non domestici a partire dal 2004;
- Separazione della trasmissione e distribuzione dalla produzione e fornitura;
- Accesso non discriminatorio dei consumatori e produttori alla rete in base a tariffe trasparenti e pubblicate;
- Istituzione negli Stati membri di Autorità di regolazione;

presenti la stessa ossatura rispetto alla precedente Direttiva 96/92/CE⁴², nel merito coinvolge aspetti certamente più attenti verso *“quei valori fondamentali che entrano in gioco nella gestione delle attività industriali e commerciali legate all’elettricità”*⁴³. Non per niente, l’ambizioso progetto di dotare l’Europa di una vera e propria Costituzione⁴⁴ collocava all’interno di un’apposita sezione denominata *“Energia”*, la decima del Capo III del Titolo III denominato *“Politiche ed azioni interne”*, l’art. III-256, oggi trasposto nel Trattato di Lisbona all’art. 194 TFUE⁴⁵. Tale norma segna un passo fondamentale all’interno delle politiche dell’Unione Europea, stante che, da Lisbona in poi, l’energia sarebbe stata attratta all’interno delle materie sulle quali l’UE avrebbe esercitato una competenza concorrente con quella degli Stati membri, dotando quindi il suo intervento di una più solida base giuridica, specifica e autonoma, e *“sollevando le istituzioni dall’imbarazzo della ricerca di un legittimo fondamento alla propria azione”*⁴⁶.

All’interno di questo programma d’azione l’Unione Europea ha poi introdotto nel gennaio 2007 il cd. *“3° pacchetto legislativo”* sull’energia⁴⁷, segnando una nuova tappa sulla strada della

⁴² Intesa quale correlazione con la corrispondente struttura della filiera energetica: generazione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e regolamentazione dell’accesso dei terzi al sistema di trasmissione e di distribuzione; cfr. *ibidem*, pag. 128.

⁴³ La necessità di creare uno spazio comune ove vigano le medesime regole per tutti gli attori coinvolti facilita non poco *“la trasmissione transfrontaliera dei flussi di elettricità tra Stati membri perché è proprio questa a consentire la fusione di singoli mercati nazionali “liberalizzati” in un unico mercato regionale fortemente integrato”*; cfr. *ibidem*, pag. 128.

⁴⁴ *“Trattato che adotta una Costituzione per l’Europa”*, si tratta di un progetto di revisione dei trattati fondativi dell’Unione europea, redatto nel 2003 e definitivamente abbandonato nel 2007, a seguito dello stop alle ratifiche imposto dalla vittoria del no ai referendum in Francia e nei Paesi Bassi.

⁴⁵ Norma che testualmente così recita: *“1. Nel quadro dell’instaurazione o del funzionamento del mercato interno e tenendo conto dell’esigenza di preservare e migliorare l’ambiente, la politica dell’Unione nel settore dell’energia è intesa, in uno spirito di solidarietà tra Stati membri, a:*

a) garantire il funzionamento del mercato dell’energia;

b) garantire la sicurezza dell’approvvigionamento energetico nell’Unione;

c) promuovere il risparmio energetico, l’efficienza energetica e lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili;

d) promuovere l’interconnessione delle reti energetiche. C 326/134 IT Gazzetta ufficiale dell’Unione europea 26.10.2012
2. Fatte salve le altre disposizioni dei trattati, il Parlamento europeo e il Consiglio, deliberando secondo la procedura legislativa ordinaria, stabiliscono le misure necessarie per conseguire gli obiettivi di cui al paragrafo 1. Tali misure sono adottate previa consultazione del Comitato economico e sociale e del Comitato delle regioni. Esse non incidono sul diritto di uno Stato membro di determinare le condizioni di utilizzo delle sue fonti energetiche, la scelta tra varie fonti energetiche e la struttura generale del suo approvvigionamento energetico, fatto salvo l’articolo 192, paragrafo 2, lettera c).

3. In deroga al paragrafo 2, il Consiglio, deliberando secondo una procedura legislativa speciale, all’unanimità e previa consultazione del Parlamento europeo, stabilisce le misure ivi contemplate se sono principalmente di natura fiscale”.
Per una disamina più attenta ai risvolti, positivi e negativi, riguardanti gli obiettivi indicati dall’art. 194 TFUE si rinvia al citato contributo *“Energia – Integrazione europea e cooperazione internazionale”*, di M. Marletta, Giappichelli, Torino, 2011, pag. 60-62.

⁴⁶ e ciò, *“non solo nell’ampio quadro giuridico del Mercato interno e dell’ambiente, ma anche nel vasto ventaglio dei principali obiettivi delle politiche energetiche”*; cfr. *ibidem*, pag. 60.

⁴⁷ Poi adottato in seconda lettura nel 2009, cui, in questa sede, rileva particolarmente la Direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, recante *“norme comuni per il mercato interno del gas*

liberalizzazione del settore. Il pacchetto, contenente due Direttive (una per il gas e l'altra per l'elettricità) e tre Regolamenti, è contraddistinto dal raggiungimento quasi definitivo dell'obiettivo di realizzare in ciascun Stato membro il trasferimento dei poteri di regolazione del settore elettrico e del gas dai governi nazionali verso un'autorità di regolamentazione - anch'essa nazionale - munita di prerogative estese e soprattutto di un'indipendenza rinforzata rispetto al potere politico⁴⁸. Non a caso, nel preambolo n. 8 alla Direttiva 2009/73/CE si legge che *“solo eliminando l'incentivo, per le imprese verticalmente integrate, a praticare discriminazioni nei confronti dei loro concorrenti in fatto di investimenti e di accesso alla rete si potrà garantire una separazione effettiva delle attività. La separazione proprietaria, la quale implica la designazione del proprietario della rete come gestore del sistema e la sua indipendenza da qualsiasi interesse nelle imprese di fornitura e di produzione, rappresenta chiaramente un modo efficace e stabile per risolvere il suddetto intrinseco conflitto d'interessi e per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti”*. In altre parole, si tratta dell'espressa presa d'atto che il corretto funzionamento del mercato interno debba necessariamente passare attraverso una regolazione che promani da soggetti totalmente indipendenti tra loro, sia rispetto al potere politico, sia, e soprattutto, da interessi di tipo privatistico⁴⁹.

Nel Consiglio di marzo 2007 l'UE adottava un documento programmatico denominato obiettivo “20-20-20 entro il 2020”. Il proposito era cioè quello di diminuire le emissioni di gas serra del 20%, di aumentare l'efficacia energetica del 20% e, infine, di portare la quota delle energie rinnovabili sul consumo di energia al 20%, il tutto entro il 2020. La formalizzazione di detta lungimirante prospettiva si è tradotta nel cd. “pacchetto clima-energia”, votato nel dicembre 2008, e contenente un insieme di atti normativi (direttive, regolamenti, 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 quote⁵⁰. Inoltre, nell'ottobre del 2009, il Consiglio europeo ha accolto una posizione comune

naturale”, e che abroga la Direttiva 2003/55/CE. Per una completa sintesi sul cd. “Terzo pacchetto” si rinvia all'opera citata, pag. 139-142.

⁴⁸ A quelle appena richiamate, vanno poi aggiunte altre importanti modifiche di fondo collocate nel 3° pacchetto. Esso infatti contiene anche gli elementi per una pianificazione europea dello sviluppo delle reti di trasporto e per la realizzazione di una R&D europea in materia energetica, crea tre nuove istituzioni comunitarie europee di coordinamento (una rete dei gestori di reti per l'elettricità ed un'altra per il gas, un'agenzia dei regolatori europei dell'energia), e incarica l'industria di realizzare al più presto i codici di rete che permettano l'integrazione delle energie rinnovabili.

⁴⁹ Cfr. preambolo n. 30 alla Direttiva 2009/73/CE, ove si precisa che *“ai fini del buon funzionamento del mercato interno del gas naturale i regolatori dell'energia devono essere in grado di prendere decisioni su tutti gli aspetti della regolamentazione ed essere interamente indipendenti da altri interessi pubblici o privati”*. Tale impostazione, da alcuni ritenuta avente un *“taglio più comunitario”*, manifesta chiaramente la *“volontà di operare una “disaggregazione” dell'attività di gestione delle reti non solo sul piano nazionale ma anche europeo”*; cfr. *ibidem*, pag. 144.

⁵⁰ In tale contesto, si inseriscono due importanti provvedimenti:

impegnandosi a raggiungere l'obiettivo di contenere all'interno dei 2 gradi centigradi l'aumento della temperatura, e richiedendo una diminuzione delle emissioni mondiali di gas serra del 50% al 2050.

2. Il *Clean Energy Package*: la *Magna Charta* dei diritti del *prosumer*⁵¹

Circa dieci 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 CO₂, nonché, nell'oramai consolidato proposito di dare maggiore solidità e concretezza alla propria leadership nella guida verso il processo di transizione energetica globale. Sulla spinta dell'accordo di Parigi del 2015 sui cambiamenti climatici - intervenuto a seguito della 21esima Conferenza delle parti della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, la quale pone l'ambizioso obiettivo di ridurre, entro il 2030, di almeno il 40% le emissioni rispetto ai livelli del 1990 - il 30 novembre 2016 la Commissione europea ha presentato il pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei"⁵² ("*Clean Energy Package for all Europeans*", noto come "*Winter package*" o "*Clean energy package*"), che comprende diverse misure legislative⁵³ in cinque fondamentali settori della politica energetica europea:

-
- la comunicazione della Commissione presentata nel novembre 2008 relativa a "*Efficienza energetica: centrare l'obiettivo del 20%*" nella quale si propongono delle misure riguardanti l'efficienza energetica;
 - la Direttiva n. 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 relativa alla promozione dell'utilizzo dell'energia prodotta a partire dalle fonti rinnovabili, che fissa gli obiettivi nazionali obbligatori concernenti la parte delle energie rinnovabili nel consumo totale di energia e la parte di energie rinnovabile nel consumo di energia per i trasporti.

⁵¹La paternità dell'espressione è da ricondurre Holger Schneidewindt, autore di un importante contributo sulla nascente figura del *prosumer* intitolato "*Clean Energy Package: Magna Charta of Prosumer Rights*", pubblicato sulla piattaforma web "*Energy Democracy*", rinvenibile al seguente indirizzo <https://energy-democracy.org/clean-energy-package-magna-charta-of-prosumer-rights/#comment-57>.

⁵² cfr. Considerando n. 2, Direttiva 2018/2001 dell'11 dicembre 2018, ove si legge che "*il maggiore ricorso all'energia da fonti rinnovabili o all'energia rinnovabile costituisce una parte importante del pacchetto di misure necessarie per ridurre le emissioni di gas a effetto serra e per rispettare gli impegni dell'Unione nel quadro dell'accordo di Parigi del 2015 sui cambiamenti climatici, a seguito della 21a Conferenza delle parti della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici («accordo di Parigi»), e il quadro per le politiche dell'energia e del clima all'orizzonte 2030, compreso l'obiettivo vincolante dell'Unione di ridurre le emissioni di almeno il 40 % rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030*".

⁵³ Segnatamente, il *Clean energy package* è composto dai seguenti atti legislativi:

- Regolamento UE n. 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla governance dell'Unione dell'energia;
- Direttiva UE 2018/2002 sull'efficienza energetica che modifica la Direttiva 2012/27/UE;
- Direttiva UE 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- Regolamento (UE) 2018/842 sulle emissioni di gas ad effetto serra, che modifica il Regolamento (UE) n. 525/2013, sulle emissioni di gas ad effetto serra;

- Sicurezza nell'approvvigionamento energetico;
- Mercato interno dell'energia;
- Efficienza energetica;
- Decarbonizzazione dell'economia;
- Ricerca, innovazione e competitività;

Da ultimo, il 4 giugno 2019 il Consiglio dei Ministri dell'Unione Europea ha adottato le ultime proposte legislative previste dal pacchetto.

L'obiettivo perseguito attraverso il *Clean Energy Package* è alquanto ambizioso, essendo che propone di instaurare un complessivo nuovo *asset* europeo che consenta di mantenere i medesimi livelli di competitività e produzione in tutta l'Unione a fronte dei cambiamenti apportati dalla transizione verso l'energia pulita ai mercati mondiali dell'energia. In altre parole, l'Unione dell'Energia dovrà realizzare un nuovo sistema energetico integrato a livello continentale che consenta ai flussi di energia di transitare liberamente tra gli Stati membri, e che si fondi sulla concorrenza e sull'uso ottimale delle risorse e, soprattutto, si concretizzi in un'economia sostenibile, a basse emissioni di CO₂, rispettosa del clima, 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 oramai 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

-
- Regolamento (UE) 2018/842, modificativo del precedente Regolamento (UE) n. 525/2013 - in ottemperanza agli impegni assunti a norma dell'Accordo di Parigi del 2016, fissa, all'articolo 4 e allegato I, i livelli vincolanti delle riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra di ciascuno Stato membro al 2030. Per l'Italia, il livello fissato al 2030 è del -33% rispetto al livello nazionale 2005. L'obiettivo vincolante a livello unionale è di una riduzione interna di almeno il 40 % delle emissioni di gas a effetto serra nel sistema economico rispetto ai livelli del 1990, da conseguire entro il 2030;
 - Direttiva (UE) 2018/844 che modifica la Direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica (Direttiva *EPBD-Energy Performance of Buildings Directive*);
 - Regolamento (UE) n. 2019/943/UE, sul mercato interno dell'energia elettrica;
 - Direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la Direttiva 2012/27/UE;
 - Regolamento (UE) n. 2019/941 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica, che abroga la Direttiva 2005/89/CE;
 - Regolamento (UE) 2019/942 che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia;

tecnologie per abbattere i costi, partecipando attivamente ad un mercato che tuteli i consumatori vulnerabili⁵⁴.

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 (GD). La limitata – per non dire assente – partecipazione dei (piccoli) consumatori al mercato dell'energia, soprattutto dal lato dell'offerta, viene adesso espressamente considerato un grave *deficit* per l'edificazione di un mercato libero europeo, atteso che *“in futuro l'energia elettrica variabile da rinnovabili svolgerà un ruolo sempre maggiore nel mix energetico e i consumatori dovranno essere messi in condizione di partecipare ai mercati se lo desiderano”*, ciò perché *“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”*⁵⁵. In altre parole, il legislatore europeo considera le configurazioni residenziali di produzione e stoccaggio dell'energia elettrica quale nuovo strumento chiave per raggiungere quanto prima l'obiettivo della completa transizione energetica, innalzando quindi le quote di energia elettrica proveniente da FER, senza la necessità di operare grandi investimenti di massa sul settore industriale della produzione di energia⁵⁶.

Come anticipato, l'ossatura normativa di quella che potrebbe rappresentare la futura struttura del mercato europeo dell'energia trova fondamento all'interno di due degli otto atti normativi che compongono il pacchetto energia e clima sopra sinteticamente esposto:

⁵⁴ Si precisa che, nelle more della redazione del presente lavoro, in data 25/09/2019 si è concluso il vertice delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, sancendo importanti novità per ciò che concerne il futuro degli investimenti verdi che andranno indirizzati per la salvaguardia del clima. In particolare, Werner Hoyer, presidente della Banca europea per gli investimenti (BEI), intervenendo al vertice ONU sul clima, dopo aver premesso che *“le recenti proteste sul clima sono un campanello d'allarme per tutti noi”*, ha fornito alcuni dati relativi ai prossimi programmi di investimento che l'Europa intende operare per la lotta ai cambiamenti climatici, precisando che *“entro il 2025 almeno il 50% degli investimenti della Banca europea per gli investimenti sarà infatti destinato all'azione per il clima e per la sostenibilità ambientale”*. In questa cornice prospettica, è stato riservato un ruolo di primo piano agli investimenti che vedranno come destinatarie le città europee, considerate tra le principali responsabili per l'eccessiva CO2 immessa in atmosfera. Inoltre, è stato anche sottolineato che si procederà alla graduale eliminazione dei progetti energetici che dipendono dai combustibili fossili. Sul piano interno – ove oramai si sente non poco parlare di *“Green New Deal”* – sembra altrettanto utile rilevare che nella Nota di aggiornamento al DEF, rilasciata dal Governo il 30/09/2019, viene espressamente indicato l'impegno dell'Italia a finanziare gli interventi previsti dalla legge di bilancio 2020 traendo parte degli investimenti dalla riduzione dei sussidi dannosi per l'ambiente. Le risorse a disposizione per il finanziamento di tali interventi sono pari a quasi lo 0,8% del PIL, cifre che verranno garantite, tra l'altro, con la riduzione delle spese fiscali e dei sussidi dannosi per l'ambiente, nonché per il tramite di nuove imposte ambientali (0,1% del PIL).

⁵⁵ cfr. preambolo della proposta della Direttiva IMDII, pag. 4;

⁵⁶ Non a caso, molte delle compagnie leader nel mercato delle rinnovabili si sono già messe in moto per sviluppare delle reti *smart* in grado di gestire la condivisione a lunghe distanze di energia autoprodotta.

- *Internal Market Directive* (IMDII), che modifica la Direttiva 2012/27/UE;
- *Renewable Energy Directive* (REDII), che modifica la Direttiva 2008/29/CE;

In sintesi, la *Internal Market Directive* (IMDII)⁵⁷ – recante “norme comuni per la generazione, la trasmissione, la distribuzione, lo stoccaggio e la fornitura dell'energia elettrica, unitamente a disposizioni in materia di protezione dei consumatori”⁵⁸ – persegue l’obiettivo espresso di adeguare le vigenti regole alle nuove realtà del mercato, consentendo la libera circolazione dell’energia elettrica dove e quando ve ne è 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 decarbonizzazione del nostro sistema energetico e conferendo al contempo un ruolo attivo ai consumatori⁵⁹. Proprio questi ultimi sembrano aver ricevuto particolare attenzione da parte del legislatore europeo, soprattutto sul piano delle tutele ad essi riservate nei casi delle nascenti figure dei *prosumers* e delle REC⁶⁰, lasciando trasparire la volontà di conferire al cittadino europeo un ruolo di primo piano nell’ambizioso processo di transizione energetica⁶¹. D’altronde, non può tralasciarsi il fatto che gli obiettivi di decarbonizzazione perseguiti dall’UE nell’ultimo ventennio – i quali, come noto, impongono l’abbandono dell’attuale modello economico, improntato sulla produzione centralizzata di energia elettrica, per traghettare verso un sistema di mercato “a basse emissioni” – necessitano di un “adeguamento delle attuali norme sulla compravendita di energia elettrica e un cambiamento dei ruoli all'interno del mercato”⁶².

L’art. 15 della Direttiva – da alcuni definito come “*the core prosumer-provision of the whole CEP*”⁶³ – stabilisce espressamente che ogni *consumer* (*recte, prosumer*) ha il diritto di partecipare al mercato

⁵⁷ Direttiva 2019/944/ UE del 5 giugno 2019;

⁵⁸ cfr. art. 1, co. 1, Direttiva 2019/944/UE.

⁵⁹ cfr. Holger Schneidewindt, “*Clean Energy Package: Magna Charta of Prosumer Rights*”, pubblicato sulla piattaforma web “*Energy Democracy*”; obiettivi che vanno necessariamente letti tenuto conto anche del Regolamento (UE) 2019/943, che, unitamente alla IMDII, sancisce i principi chiave del nuovo assetto del mercato dell'energia elettrica.

⁶⁰ Si pensi, a titolo esemplificativo, a diritti e obblighi già previsti in capo ai consumatori di energia, quali “*la libertà contrattuale, il diritto di cambiare fornitore, le responsabilità del gestore del sistema di distribuzione, le regole in materia di oneri di rete e gli obblighi di bilanciamento*”, cfr. preambolo n. 5 alla Direttiva 2019/944/UE;

⁶¹ Non a caso, nel preambolo n. 5 alla Direttiva 2019/944/UE si legge che “*i consumatori dovrebbero essere in grado di partecipare pienamente alla transizione energetica e di gestire i consumi con soluzioni efficienti che consentano loro di risparmiare denaro e contribuire alla riduzione complessiva del consumo energetico*”, e ciò perché “*Il ruolo dei consumatori è fondamentale per conseguire la flessibilità necessaria ad adattare il sistema elettrico a una generazione distribuita e variabile da fonti di energia elettrica rinnovabili. Grazie al progresso tecnologico nella gestione delle reti e nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili si prospettano molte opportunità per i consumatori*”. E ancora, l’art. 1, co. 1 della medesima Direttiva precisa che essa definisce “*le principali norme relative all'organizzazione e al funzionamento del settore dell'energia elettrica dell'Unione, riguardanti in particolare la responsabilizzazione e la tutela dei consumatori*”.

⁶² cfr. preambolo n. 6 alla Direttiva 2019/944/UE.

⁶³ cfr. *ibidem*.

dell'energia allo stesso modo di coloro i quali hanno rappresentato, sino ad ora, i tradizionali protagonisti del medesimo. La norma impone infatti agli Stati membri di adeguare la propria legislazione interna affinché i "clienti finali":

- *Abbiano il diritto di produrre, immagazzinare, utilizzare e vendere energia elettrica autoprodotta in tutti i mercati organizzati individualmente o mediante aggregatori senza essere soggetti a procedure e oneri eccessivamente gravosi e che non rispecchiano i costi effettivi;*
- *Siano soggetti a oneri che rispecchiano i costi, sono trasparenti e non discriminatori e contabilizzano separatamente l'energia elettrica immessa in rete e quella assorbita dalla rete, in linea con l'articolo 59, paragrafo 8;*

Al di là dell'esplicito riconoscimento del diritto a produrre, immagazzinare, utilizzare e, soprattutto, vendere energia elettrica autoprodotta ("*sell self-generated electricity*") "*in tutti i mercati*", preme qui sottolineare l'attenzione posta dal legislatore europeo sulla necessità di operare una complessiva semplificazione amministrativa in questo settore⁶⁴. L'aver precisato che la nascente figura del produttore-consumatore di energia elettrica non potrà essere soggetta a procedure (e oneri) "*eccessivamente gravosi*" implica anche gli Stati membri dovranno mettere in cantiere i migliori propositi per far sì che l'intera mole di strumenti autorizzativi e tariffari oggi vigenti subiscano una netta semplificazione che, in definitiva, consenta 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. Non a caso, l'art. 15 della IMDII obbliga gli Stati membri a garantire che i clienti attivi in possesso di un impianto privato di produzione e stoccaggio di energia possano:

- avere diritto di accesso alla rete entro un termine ragionevole;
- non essere soggetti ad alcuna doppia tariffazione, inclusi i costi di rete, per l'elettricità immagazzinata;
- non essere soggetti a requisiti e tariffe di concessione sproporzionati;
- essere legittimati a fornire diversi servizi contemporaneamente;

Dall'altro lato, il secondo dei due fondamentali pilastri sui quali gli Stati membri si troveranno a disciplinare e edificare la nascente figura del *prosumer* è da rinvenire nella *Renewable Energy*

⁶⁴ La necessità di intervenire sull'intero "groviglio" di procedure amministrative/autorizzative e sull'intera struttura burocratica è stata espressamente riconosciuta, da ultimo, anche in seno alla Risoluzione n. 7/00022 adottata dalla decima Commissione Industria, Commercio e Turismo in data 04.06.2019, (v. più diffusamente *infra*).

*Directive (REDII)*⁶⁵. 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. Al riguardo, tra i considerando si legge che “*il maggiore 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 e 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*”⁶⁶, premessa indispensabile che lascia intuire già la volontà del legislatore europeo di fare della generazione diffusa delle FER lo strumento cardine mediante il quale condurre la transizione energetica europea per raggiungere gli ambiziosi obiettivi imposti con l'accordo di Parigi nel 2015.

Il rilievo e il merito della Direttiva (UE) 2018/2001 (cd. “REDII”), da ultimo richiamata, consiste nell'aver dedicato ben due disposizioni – rispettivamente, artt. 21 e 22 – alle nascenti figure del *prosumer* e delle REC - *Renewable Energy Communities* (sui quali, si veda più diffusamente *infra*, par. 4). La novità non è di poco conto, atteso che si tratta dell'espressa formalizzazione del diritto riconosciuto in capo a ciascun cittadino europeo ad auto-produrre, consumare, immagazzinare e cedere l'energia in eccesso, e ciò tanto in forma singola quanto in forma associata.

Ebbene, s'è detto che il *Clen Energy Package* è stato definito quale *Magna Charta* dei diritti dei *prosumers* e delle nascenti REC, e ciò anche perché, al di là delle affermazioni di principio sopra riportate, vi sono ulteriori correlate previsioni che confermano la 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 europei godono della possibilità di assurgere a “consumatori attivi” di energia rinnovabile - causa le disparità ancora esistenti tra i vari stati membri - hanno indotto lo stesso a introdurre meccanismi di aggregazione sociale che consentano anche alle fasce meno abbienti di poter entrare nel mercato energetico come componenti attive, superando quindi i limiti derivanti dalle eventuali difficoltà di carattere economico che contraddistinguono alcune regioni dell'Europa. Il riferimento è in particolare alle previsioni – presenti tanto della REDII che nella IMDII - che istituiscono le cd. REC (“*Renewable Energy Communities*”), così come disciplinate dall'art. 22 della Direttiva (UE) 2018/2001, e alle CEC (“*Citizens Energy Communities*”), contemplate

⁶⁵ Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

⁶⁶ cfr. Considerando n. 3, Direttiva (UE) 2018/2001.

nella IMDII⁶⁷. Prescindendo qui dai profili connessi alle formulazioni normative con cui gli Stati membri dovranno traporre queste nuove strutture di aggregazione sociale per la produzione di energia negli ordinamenti interni, preme evidenziare 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 industriale su cui si è stato fin ora improntato il settore energetico, traghettandolo 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, e soprattutto, un vero e proprio investimento in grado di generare un non indifferente guadagno (diretto, o sottoforma di risparmio).

3. (segue) La Direttiva UE 2018/2001: focus sull'art. 21

Come detto, il merito della Direttiva UE 2018/2001 (cd. "REDII") consiste nell'aver attribuito il dovuto rilievo al ruolo che ogni singolo cittadino avrà nella realizzazione degli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione e transizione dell'intero sistema economico e industriale europeo. Ciò, non tanto sotto il profilo strettamente tecnico-operativo, quanto più nell'ottica di una generale sensibilizzazione dell'intera comunità di cittadini europei volta a realizzare un vero e proprio *revirement* dei propri stili di vita, nonché di contribuire attivamente alla complessiva (ri)organizzazione dell'intera struttura economica. Non a caso, il *Clean Energy Package* inciderà su diversi aspetti della vita di ogni cittadino europeo, essendo che esso coinvolge settori che vanno dall'edilizia all'efficientamento energetico, dalla *governance* dei mercati all'incentivazione nell'uso delle rinnovabili, novità queste che se lette alla luce delle altre recenti normative sulla riduzione dell'uso della plastica, sui trasporti, sui limiti alle emissioni, e così via, nel complesso costituiscono

⁶⁷ Nel preambolo n. 43 alla Direttiva 2019/944/UE viene a tal fine precisato che "la comunità energetica è una soluzione alla portata di tutti i consumatori che vogliono partecipare direttamente alla produzione, al consumo o alla condivisione dell'energia [...] esse possono inoltre aumentare l'efficienza energetica dei consumatori civili e contribuire a combattere la povertà energetica riducendo i consumi e le tariffe di fornitura. La comunità energetica consente inoltre ad alcuni gruppi di clienti civili di prendere parte al mercato dell'energia elettrica, a cui altrimenti potrebbero non essere in grado di accedere. Nei casi di buona gestione, queste iniziative hanno apportato alla comunità benefici economici, sociali e ambientali che vanno oltre i meri benefici derivanti dall'erogazione dei servizi energetici. La presente direttiva mira a riconoscere determinate categorie di comunità energetiche dei cittadini a livello di Unione quali «comunità energetiche dei cittadini», al fine di garantire loro un quadro di sostegno, un trattamento equo, condizioni di parità nonché un elenco ben definito di diritti e obblighi. I clienti civili dovrebbero poter partecipare su base volontaria a iniziative di comunità energetica, nonché recedere senza perdere l'accesso alla rete gestita dall'iniziativa di comunità energetica né i loro diritti di consumatori. L'accesso alla rete di una comunità energetica dei cittadini dovrebbe essere concesso a condizioni eque e corrispondenti ai costi".

la sintesi delle modalità mediante cui i cittadini europei si troveranno a orientare le scelte della loro vita nel futuro più prossimo.

Prima di inoltrarsi all'interno dei profili più propriamente normativi della REDII, occorre brevemente porre nella dovuta attenzione le statuizioni di principio contenute nei Considerando stessi della Direttiva. Dal complessivo tenore di questi ultimi si evince che l'intervento del legislatore europeo nell'ambito dei sistemi di generazione diffusa delle FER non si colloca certo "a monte", inteso cioè quale *incipit/input* allo sviluppo delle stesse, al contrario, esso interviene oramai "a valle" del fenomeno, stante che la disciplina contenuta nella REDII (ma lo stesso discorso potrebbe essere fatto anche per i correlati articoli contenuti nella IMDII per gli "*active customers*" e le "*citizens energy communities*") ha la funzione di regolamentare – per il tramite di una solida base normativa – le varie configurazioni già esistenti e normate in alcuni Stati membri⁶⁸ da un lato, nonché, dall'altro, le realtà esistenti ma tuttavia non ancora compiutamente disciplinate (di cui l'Italia rappresenta un caso emblematico). In altre parole, lungi dal voler rappresentare una vera e propria novità all'interno del contesto europeo, la REDII rappresenta semmai un intervento "dovuto" alla luce delle realtà europee più virtuose che già da diversi anni conoscono, disciplinano e incentivano la cd. generazione distribuita delle FER. Non a caso, nei Considerando della Direttiva UE 2018/2001 viene precisato che è proprio "*la crescente incidenza dell'autoconsumo di energia rinnovabile*" a rendere oramai necessaria l'introduzione di una definizione di "*«autoconsumatori di energia rinnovabile» e di «autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente»*". Si tratta insomma di una vera e propria presa d'atto dell'oramai inarrestabile processo di transizione energetica globale rispetto al quale l'UE sente il dovere di armonizzare il quadro comunitario, così da raggiungere l'obiettivo di far sì che in ogni Stato membro ciascun cittadino produttore-consumatore di energia elettrica rinnovabile (*i.e., prosumer*) possa liberamente "*produrre, utilizzare, immagazzinare, e vendere energia elettrica senza incorrere in oneri sproporzionati*"⁶⁹. Oneri che, se intesi in senso ampio (comprendenti cioè tanto l'intero ventaglio di voci tariffarie oggi presenti, quanto i complessi *iter* amministrativi/autorizzativi), hanno fin ora costituito uno dei principali ostacoli alla completa diffusione di configurazioni private improntate a meccanismi

⁶⁸ A mero titolo esemplificativo, si pensi che la Sonnen, azienda tedesca specializzata in sistemi di accumulo e servizi energetici intelligenti, ha già permesso a più di 8.000 utenti tedeschi di prendere in mano il loro futuro energetico rendendoli al 100% indipendenti dalla rete elettrica nazionale proprio per il tramite di sistemi di autoproduzione, accumulo e *sharing* di energia elettrica proveniente da FER. Tutto ciò è stato possibile anche grazie al fatto che la Germania ha già seriamente preso in considerazione i vantaggi derivanti da questi meccanismi, introducendo un *corpus* di disposizioni appositamente dedicate, volte a favorirne lo sviluppo.

⁶⁹ cfr. Considerando 66 Direttiva UE 2018/2001.

di “energy sharing”⁷⁰. Tesi, tra l’altro, confermata anche dal tenore del successivo Considerando n. 68 alla Direttiva, ove si legge che “gli Stati membri dovrebbero garantire che gli autoconsumatori di energia rinnovabile contribuiscano in modo equilibrato e adeguato al sistema generale di ripartizione dei costi di produzione, distribuzione e consumo dell’energia elettrica, quando questa è immessa nella rete”, eliminando quindi inutili e ingiuste tariffe che non tengano conto dell’energia autoprodotta e consumata, nonché del più generale beneficio per l’intera collettività⁷¹, il quale andrebbe anch’esso tenuto nella dovuta considerazione, quasi in antitesi al principio “chi inquina paga”⁷².

Venendo ora agli aspetti prettamente normativi della Direttiva REDII, si precisa anzitutto che, mentre altri ordinamenti conoscevano già in parte configurazioni tramite le quali era possibile lo scambio e la cessione di energia elettrica da cittadino a cittadino (o anche da cittadino a distributore/altro produttore), cd. “peer to peer” (v. *infra*, parte IV), in Italia, a fronte del contesto normativo sopra sinteticamente esposto, il recepimento dei principi espressi dalla REDII si presume determinerà una vera e propria “rottura” con l’impianto preesistente⁷³. Il motivo è abbastanza evidente: il *corpus* normativo e regolamentare interno non conosce, ad oggi, compiute forme negoziali mediante le quali è possibile cedere (o scambiare) liberamente energia elettrica con chiunque senza prima passare necessariamente attraverso procedure amministrative e autorizzative alquanto defaticanti e onerose⁷⁴.

⁷⁰ cfr. Risoluzione n. 7/00022 adottata dalla decima Commissione al Senato Industria, Commercio e Turismo, in data 04.06.2019.

⁷¹ Beneficio comprendente, a mero titolo esemplificativo, i corrispondenti vantaggi in termini occupazionali, economici, di salute, nonché ambientali. Cfr. art. 21, co. 2, lett. “d”, Direttiva (UE) 2018/2001.

⁷² Aspetto questo che non è certo sfuggito al legislatore italiano. In seno alla richiamata Risoluzione n. 7/00022 adottata dalla decima Commissione al Senato Industria, Commercio e Turismo in data 04.06.2019, si legge infatti che occorre inoltre “valutare per le CER e i nuovi impianti FER che opereranno nel consumo di prossimità utilizzando la rete di distribuzione, l’adozione di misure di agevolazione fiscale o contributi in conto capitale, anche tenendo conto dei benefici ambientali che derivano dal ricorso a tali strumenti”.

⁷³ Non a caso, gli esiti dell’istruttoria svolta in seno alla 10^a Commissione permanente al Senato - condotta sull’affare assegnato n. 59 sul sostegno alle attività produttive mediante l’impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica (in merito alle cui conclusioni si veda più diffusamente *infra*) - confermano l’enorme distanza che separa l’attuale assetto normativo interno dagli obiettivi imposti dalla Direttiva UE 2018/2001.

⁷⁴ La necessità di operare una complessiva semplificazione amministrativa in tema di autoconsumo è stata inoltre sottolineata anche nella Memoria dell’Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) in merito all’Affare sul sostegno alle attività produttive mediante l’impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica”, atto n. 59, del 12.03.2019, 94/2019/I/COM, in cui si legge che, riguardo le numerose fattispecie disciplinanti l’autoconsumo in Italia, è di primaria importanza “semplificare radicalmente l’attuale insieme frammentario di configurazioni private ammissibili, precisando, nel modo più lineare e trasparente possibile, quali possono essere realizzate”, tenuto conto anche del fatto che la quantità complessiva di energia elettrica autoconsumata annualmente in Italia è pari a circa 28 TWh, di cui 5,8 TWh (il 20,7%) attribuibile alle fonti rinnovabili, un dato certamente trascurabile se paragonato con gli altri *competitors* europei ma di cui occorre comunque apprezzarne il valore.

A ogni modo, come sopra anticipato, le disposizioni contenute nella REDII, una volta recepite nei vari ordinamenti degli Stati membri⁷⁵, consentiranno a ciascun titolare (*recte*, possessore) di un impianto in grado di produrre energia da fonti rinnovabili di:

- produrre energia rinnovabile, anche per il proprio consumo;
- immagazzinare (per le quote eccedenti l'autoconsumo, non reimmesse in rete o comunque cedute);
- vendere le eccedenze di produzione di energia elettrica rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, fornitori di energia elettrica e accordi per scambi tra pari;⁷⁶

tutto ciò senza essere soggetti ad alcuna procedura discriminatoria o eccessivamente farraginoso né, tantomeno, a oneri tariffari che non tengano conto dei costi di produzione e stoccaggio dell'energia o che si traducano, in concreto, in una forma di doppia tariffazione sulle medesime quote prodotte/immagazzinate/cedute⁷⁷. Inoltre, per le quote reimmesse in rete, o comunque non consumate dal medesimo soggetto, viene riconosciuto il diritto a pattuire negoziabilmente una forma di remunerazione "che corrisponda al valore di mercato di tale energia elettrica e possa tener conto

⁷⁵ Termine che non potrà in ogni caso andare oltre il 2021, pena procedure di infrazione per mancato recepimento.

⁷⁶ cfr. art. 21, co. 2, lett. "a", Direttiva (UE) 2018/2001;

⁷⁷ Si precisa inoltre che a decorrere dall'1 gennaio 2017, con l'entrata in vigore del decreto-legge 30 dicembre 2016, n. 244, convertito, con modificazioni, nella legge 27 febbraio 2017, n. 19, non esiste più alcuna differenza tra le diverse tipologie di SSPC né tra le diverse tipologie di SDC consentite, per quanto riguarda l'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema. Per tutte le configurazioni private consentite, infatti, le parti delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema espresse in c€/punto e in c€/kW trovano applicazione in relazione ai punti di connessione con la rete pubblica e alla potenza impegnata in tali punti, mentre le parti delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema espresse in c€/kWh trovano applicazione solo in relazione all'energia elettrica prelevata da rete pubblica. La normativa nazionale, quindi, esclude in parte l'applicazione di oneri dall'energia auto-consumata all'interno delle varie configurazioni private consentite. Le disposizioni contenute nella RED II sembrano, invece, fondate sul presupposto che le componenti tariffarie variabili per gli oneri di rete nonché quelle a copertura degli oneri di sistema trovino applicazione, in relazione alle parti espresse in c€/kWh, all'energia elettrica consumata e non solo a quella prelevata dalla rete pubblica. E ciò, ferma restando in ogni caso la facoltà riconosciuta in capo agli Stati membri di Agli Stati membri di applicare oneri e tariffe anche all'energia autoconsumata, sempre su base proporzionata e non discriminatoria, in tre casi tassativi:

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

del suo valore a lungo termine per la rete, l'ambiente e la società"⁷⁸. Gli Stati membri dovranno quindi introdurre disposizioni interne che siano in grado di tenere debitamente conto della duplice essenza di questa nuova figura negoziale: (auto)produttore-cedente, per la quota di energia non consumata e non immagazzinata, consumatore-acquirente, per l'energia comunque attinta dalla grande rete di distribuzione nazionale. Non a caso, l'art. 21, comma secondo, alla lettera "d" della Direttiva stabilisce espressamente che gli Stati membri sono tenuti in ogni caso garantire a tali figure il mantenimento dei loro "diritti e obblighi in quanto consumatori finali", inciso volutamente assunto al fine di scongiurare qualsiasi eventuale erronea interpretazione del complessivo ventaglio di tutele che l'Unione Europea intende riservare a questa nascente fattispecie. Il richiamo ai diritti e obblighi già vigenti in capo ai consumatori finali consentirà di estendere a costoro tutte le garanzie previste per i casi in cui gli equilibri negoziali risultino sbilanciati verso una delle due parti, interpretazione che trova inoltre espressa conferma nel fatto che i futuri negozi giuridici che riguarderanno tali figure - e che andranno a costituire la base per la realizzazione di un mercato libero realmente accessibile a chiunque - saranno in ogni caso "accordi per scambi tra pari"⁷⁹.

Il fulcro della disciplina appena sopra sintetizzata va rinvenuto nella nozione di "auto-consumatore" (cui, non a caso, è dedicata la rubrica dell'art. 21 della Direttiva, che disciplina per l'appunto gli "autoconsumatori di energia da fonti rinnovabili"). E invero, la RED II puntualmente definisce la nozione di auto-consumatore di energia rinnovabile⁸⁰. In quanto cliente finale quindi,

⁷⁸ cfr. art. 21, co. 2, lett. "d", Direttiva (UE) 2018/2001. Inciso invero poco chiaro, atteso che non risulta affatto agevole definire l'eventuale aumento da imputare al valore finale di cessione parametrandolo e computandoli sulla base del beneficio "a lungo termine per la rete, l'ambiente e la società", e in assenza di parametri certi definiti *ex ante* dallo stesso legislatore europeo.

⁷⁹ Nozione il cui contenuto è rinvenibile all'art. 2, comma 1, n. 18 della Direttiva (UE) 2018/2001, si tratta di accordi il cui oggetto riguarderà la "vendita di energia rinnovabile tra i partecipanti al mercato in virtù di un contratto con condizioni prestabilite che disciplina l'esecuzione e il regolamento automatizzati dell'operazione, direttamente tra i partecipanti al mercato o indirettamente tramite un terzo certificato partecipante al mercato, come ad esempio un aggregatore. 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".

⁸⁰ cfr. art. 2, comma 1, n. 14, ai sensi del quale per «autoconsumatore di energia rinnovabile» si intende "un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale". Nozione che, a differenza di quanto si vedrà in merito alle REC-CEC tra le Direttive REDII e IMDII, risulta in parte sovrapponibile a quella stabilita all'art. 2, co. 1, n. 8 della Direttiva 2019/944/UE, ai sensi della quale viene definito come «cliente attivo» "un cliente finale o un gruppo di clienti finali consorziati che consuma o conserva l'energia elettrica prodotta nei propri locali situati all'interno di un'area delimitata o, se consentito da uno Stato membro, in altri locali, oppure vende l'energia elettrica autoprodotta o partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica, purché tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale". A onor del vero, la nozione contemplata nella IMDII sembra avere, *prima facie*, dei contorni leggermente più ampi rispetto a quella contenuta nella REDII. Quest'ultima definisce infatti l'autoconsumatore esclusivamente nella sua dimensione singola e individuale, non contenendo la norma alcun riferimento a "gruppo di clienti finali consorziati" o, ancor più, all'eventualità

l'auto-consumatore 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 - egli, individualmente o attraverso aggregatori, ha il diritto di trasformarsi in auto-consumatore di energia rinnovabile, mantenendo inalterati i propri diritti e doveri quale cliente finale, e acquisendo poi il diritto di vendere le quote di l'energia in eccesso al proprio consumo, anche attraverso contratti di fornitura tipo *purchase power agreement* o attraverso scambi tra pari (cd. *peer-to-peer*), con la precisazione che "il diritto di condurre scambi tra pari non pregiudica i diritti o gli obblighi delle parti coinvolte in qualità di consumatori finali, produttori, fornitori o aggregatori"⁸¹. L'auto-consumatore di energia rinnovabile potrà anche gestire accumuli, la cui energia non potrà essere assoggettata a doppia tariffazione in termini di oneri di rete, e soprattutto potrà monitorare i propri consumi in tempo reale⁸².

La trasposizione nel diritto interno della disciplina sopra brevemente riportata porterebbe con sé non pochi vantaggi, e ciò, al netto dei benefici ambientali, occupazione ed economici di cui s'è detto, inciderebbe in modo dirompente sulla complessiva struttura del settore energetico italiano. I vantaggi derivanti dall'autoconsumo avrebbero infatti ad oggetto⁸³:

- a) riduzione delle perdite di rete: l'energia elettrica prodotta e consumata in sito, riducendo i transiti sulle reti, comporta una riduzione delle perdite di rete rispetto al caso in cui l'energia proviene dalla rete di trasmissione a livelli di tensione più elevati;
- b) riduzione dei costi di connessione alla rete: l'energia elettrica prodotta e consumata in sito, in alcune situazioni, potrebbe permettere di ottimizzare l'utilizzo delle cabine di consegna e degli stalli per la connessione, riducendo i costi di connessione;

che l'autoconsumatore partecipi a "meccanismi di flessibilità o efficienza energetica", riferimenti presenti invece nella IMDII. Tale mancato coordinamento tra le due Direttive potrebbe in futuro dar luogo a non pochi problemi interpretativi. Infatti, salvo infatti il caso in cui gli stessi Stati membri porranno in essere una vera e propria opera di "ricamo legislativo" in sede di trasposizione, riconducendo ad un *unicum* le divergenze citate, tale discordanza potrebbe dar luogo a due diverse nozioni dai contorni alquanto differenti, seppur riferite a una medesima fattispecie.

⁸¹ cfr. art. 2, comma 1, n. 18, Direttiva (UE) 2018/2001.

⁸² Ciò sarà possibile anche per il tramite di sistemi di misurazione intelligenti, i quali "misurano accuratamente il consumo effettivo di energia elettrica e sono in grado di fornire ai clienti finali informazioni sul tempo effettivo d'uso. I dati sui consumi storici convalidati sono resi accessibili e visualizzabili facilmente e in modo sicuro ai clienti finali, su richiesta e senza costi aggiuntivi. I dati sui consumi in tempo quasi reale non convalidati sono anch'essi resi accessibili facilmente e in modo sicuro ai clienti finali, senza costi aggiuntivi e attraverso un'interfaccia standardizzata o mediante l'accesso a distanza, a sostegno dei programmi di efficienza energetica automatizzata, della gestione della domanda e di altri servizi", cfr. art. 20, co. 1, lett. "a", Direttiva 2019/944/UE. Aspetto questo di cui ha tenuto conto anche il legislatore interno, il quale ha precisato che sarà necessario introdurre "sistemi di Energy Management capaci di rilevare e gestire i flussi energetici in tempo reale, ottimizzando la fornitura di energia elettrica e fornendo servizi alla rete", cfr. Consultazione pubblica della 10^a Commissione permanente al Senato sull'affare assegnato n. 59, Green energy. Il sostegno alle attività produttive mediante generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica.

⁸³Fonte elaborazione prospettica: ARERA, "Memoria dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) in merito all'Affare sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica", atto n. 59, del 12.03.2019.

c) potenziamento o sviluppo di nuove reti⁸⁴: l'energia elettrica prodotta e consumata in sito potrebbe consentire, in prospettiva, la riduzione della necessità di potenziamento delle reti esistenti o di realizzazione di nuove reti, nella misura in cui contribuisse a ridurre la potenza massima richiesta sui punti di connessione piuttosto che nella misura in cui contribuisse a ridurre i transiti. Infatti, i costi di investimento, superiori rispetto ai costi di gestione, sono correlati al fatto che le reti elettriche, soprattutto quelle di distribuzione, vengono usualmente dimensionate e sviluppate affinché siano in grado di garantire la potenza massima che ciascun utente richiede sul punto di connessione;

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

4. Segue: le REC - *Renewable Energy Communities* (cenni)

Il secondo profilo sul quale il legislatore europeo ha scelto di intervenire per incrementare la quota di FER ha ad oggetto la dimensione collettiva e sociale dei principi sanciti all'art. 21 della Direttiva. Ciò, non soltanto riguardo gli aspetti strettamente giuridico-economici, bensì anche per ciò che concerne la dimensione sociale del fenomeno. Non a caso, tra i considerando della REDII si legge che *"la partecipazione dei cittadini locali e delle autorità locali a progetti nell'ambito delle energie rinnovabili attraverso le comunità che producono energia rinnovabile ha comportato un notevole valore*

⁸⁴ Al riguardo, si è dato atto del fatto che la realizzazione di nuovi SDC o reti private è *"essenziale per lo sviluppo della generazione distribuita di energia"*. La nascita di nuovi SDC, renderebbe la figura del *prosumer* in linea con la nuova Direttiva sulle rinnovabili. Avviare la produzione distribuita di energia con la realizzazione di veri e propri *smart district* energetici favorirebbe un forte sviluppo economico e occupazionale verso la *smart energy* e l'*energy management*, e incrementerebbe inoltre la diffusione della generazione distribuita da FER e da cogenerazione ad alto rendimento, per lo più finalizzate all'interazione e all'integrazione del binomio produttore-consumatore e al bilanciamento tra produzione distribuita e domanda di energia elettrica a livello locale, le quali andrebbero spesso a compensarsi senza necessità di approvvigionamento esterno. *"Realizzare SDC è fondamentale per la realizzazione delle smart grid e per permettere il peer-to-peer energetico. La costituzione di nuovi sistemi di distribuzione chiusi va nella direzione di consentire un migliore sfruttamento della produzione di energia locale, in particolare di quella prodotta attraverso la cogenerazione, in quanto consente di dimensionare ed esercire gli impianti in relazione ai consumi aggregati"*, cfr. Consultazione pubblica della 10^a Commissione permanente al Senato sull'affare assegnato n. 59, *Green energy. Il sostegno alle attività produttive mediante generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica*, p. 15-16.

aggiunto in termini di accettazione delle energie rinnovabili a livello locale e l'accesso a capitali privati aggiuntivi, il che si traduce in investimenti a livello locale, più scelta per i consumatori e una maggiore partecipazione dei cittadini alla transizione energetica. Tale coinvolgimento a livello locale è tanto più importante in un contesto caratterizzato dall'aumento della capacità di energia rinnovabile. Le misure volte a consentire alle comunità di energia rinnovabile di competere su un piano di parità con altri produttori mirano altresì ad aumentare la partecipazione locale dei cittadini a progetti nell'ambito delle energie rinnovabili e pertanto incrementano l'accettazione dell'energia rinnovabile", il che, se letto nell'ottica del concreto raggiungimento dell'obiettivo "zero emissioni entro il 2050"⁸⁵, rappresenta forse l'aspetto che più inciderà sul compiuto conseguimento di tale ambizioso risultato.

Tuttavia, già la stessa nozione di REC-Renewable Energy Community presenta non pochi dubbi interpretativi che si ritiene utile affrontare sin d'ora. La REC è un soggetto giuridico (cui è conferita personalità giuridica) formato da vari soggetti – persone fisiche o giuridiche – non avente scopo di lucro ma bensì la condivisione di energia da fonte rinnovabile⁸⁶. In altre parole, si tratta di una sorta di autoconsumatore/aggregatore no-profit, avente sempre dimensione collettiva, istituita con lo scopo di condividere non tanto energia elettrica proveniente da FER, in via diretta, quanto più quello di far conseguire un generico beneficio ambientale/economico/sociale ai suoi membri. Infatti, la definizione di REC racchiusa nella Direttiva UE 2018/2001 di per sé non contempla l'attività di distribuzione dell'energia elettrica. La norma qualifica la REC quale "soggetto giuridico: a) che, conformemente al diritto nazionale applicabile, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione; b) i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali; c) il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari"⁸⁷.

Dal tenore della disposizione si evince già l'intento del legislatore europeo di strutturare le nascenti REC senza porre precisi ostacoli alle varie forme giuridiche mediante le quali più cittadini

⁸⁵ Reso noto al termine della seduta del 28 novembre 2018, ove la Commissione Europea ha presentato la sua visione strategica a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra entro il 2050.

⁸⁶ In realtà, per i motivi che si vedranno *infra*, sarebbe più opportuno dire che si tratta di un soggetto giuridico non avente *prevalente* scopo di lucro.

⁸⁷ cfr. art. 2, comma 1, n. 16, Direttiva (UE) 2018/2001.

“situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili”⁸⁸ - ciascuno secondo le norme vigenti nel proprio diritto interno - potranno scegliere di aggregarsi (*i.e.*, associarsi)⁸⁹ per lo scambio dell’energia elettrica⁹⁰, se non ponendo quale unico limite la necessaria prevalenza degli scopi individuati nella prima parte della lettera “c” rispetto a quelli strettamente lucrativi⁹¹.

In realtà, la formulazione della disposizione appare alquanto infelice, e ciò perché, anzitutto, l’espressione “*benefici ambientali, economici o sociali*” lascerebbe intendere che il rapporto tra i tre diversi tipi di vantaggi cui deve necessariamente essere rivolta l’attività oggetto della comunità energetica non stiano tra loro in un rapporto di necessaria complementarità e compresenza, bensì di autonomia. In particolare, l’interposizione della congiunzione disgiuntiva “o” induce a ritenere che essi stiano tra loro in un rapporto di alternatività tale per cui l’uno non implica necessariamente la presenza dell’altro. In altre parole, l’obiettivo principale della REC potrebbe non necessariamente essere in via diretta e prevalente il conseguimento di “*benefici ambientali*” o

⁸⁸ Espressione poco chiara e alquanto generica, non risultando affatto agevole determinare con esattezza quando ci si trovi in condizioni di “vicinanza” a un impianto di produzione e quando invece la distanza è tale da non consentire al cittadino di poter partecipare alla REC. Aspetto questo che potrebbe determinare non pochi dubbi in sede di trasposizione della Direttiva. Da questo punto di vista, come si vedrà più dettagliatamente nella parte IV del presente lavoro, la Spagna, quale primo Stato membro ad aver interamente recepito il contenuto della REDII, rappresenta un caso emblematico.

⁸⁹ Tale principio, come detto, trova collocazione anche in seno alla Direttiva 2019/944/UE (IMDII), ove al preambolo n. 44 si legge che “*Le disposizioni sulle comunità energetiche dei cittadini non impediscono l'esistenza di altre iniziative dei cittadini come quelle derivanti da contratti di diritto privato. Dovrebbe pertanto essere possibile per gli Stati membri prevedere che le comunità energetiche dei cittadini possano essere costituite in forma di qualsiasi soggetto giuridico, per esempio di associazione, cooperativa, partenariato, organizzazione senza scopo di lucro o piccole o medie imprese, purché tale soggetto possa esercitare diritti ed essere soggetto a obblighi in nome proprio*”.

⁹⁰ Scambio che potrà avvenire tanto nelle forme del *peer to peer*, quanto del *one to many*, risultando assente qualsiasi preclusione che lasci propendere per una più agevole lettura nell’uno o nell’altro senso.

⁹¹ cfr. art. 2, n. 16, lett. “c”, Direttiva UE 2018/2001; in verità, la corrispondente fattispecie contemplata nella IMDII presenza dei connotati non perfettamente congruenti con la figura delineata dalla REDII. L’art. 2, comma 1, n. 11 della Direttiva 2019/944/UE definisce infatti la CEC (*Citizens Energy Community*) quale “*soggetto giuridico che:*

a) *è fondato sulla partecipazione volontaria e aperta ed è effettivamente controllato da membri o o soci che sono persone fisiche, autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, o piccole imprese;*

b) *ha lo scopo principale di offrire ai suoi membri o soci o al territorio in cui opera benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, anziché generare profitti finanziari;*

c) *può partecipare 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 socii*”. Come è agevole notare, le due nozioni di comunità energetiche rinnovabili contenute nelle Direttive REDII e IMDII non sembrano, *prima facie*, pienamente sovrapponibili, atteso che la nozione contenuta nella IMDII non contempla affatto il criterio della prevalenza, presente invece all’art. 2, n. 16, lett. “c” della Direttiva UE 2018/2001. Inoltre, sarebbe stato forse più utile precisare anche sulla base di quali concrete modalità andrebbe effettuato il calcolo volto a stabilire detta prevalenza. Infatti, anche a voler considerare come sottointeso il riferimento a parametri di tipo quantitativo (economico/monetizzabile), non si comprende come andrebbe determinata e quantificata la prevalenza di un “beneficio ambientale” rispetto al “profitto finanziario”, atteso che il primo termine non risulta avere, ad oggi, certi e definiti parametri legislativi di quantificazione, con il rischio, peraltro, di ottenere quale risultato una “jungla” di trasposizioni che conduca, nel concreto, a diverse modalità mediante le quali intendere e quantificare le diverse “soglie”. Il risultato sarebbe quello della presenza di requisiti diversi in ogni Stato al fine dell’inquadramento della comunità come REC o meno.

“sociali” quanto più anche soltanto di tipo economico. Tale lettura comporta non pochi problemi alla luce del secondo inciso presente alla lett. “c” della disposizione in commento, stante che la norma sancisce, come detto, la necessaria prevalenza del primo ordine di “benefits” sugli eventuali “profitti finanziari”, risultando alquanto arduo a questo punto comprendere secondo quali parametri bisognerà operare tale distinzione, in termini di prevalenza, tra gli “economic benefits” e i “financial profits”⁹². A meno di voler intendere entrambi i termini di raffronto quali sinonimi di un medesimo unico criterio definitorio, nel caso di specie quale profitto economico – diretto o indiretto – comunque proveniente dal perseguimento dell’oggetto sociale⁹³, non si comprende affatto come potrebbe essere distinto in concreto il “beneficio economico” dal “profitto finanziario” conseguito dalla comunità. L’unica lettura possibile – invero, alquanto forzata – potrebbe forse essere quella di considerare il primo inteso solo in termini di “risparmio economico”, comprendente cioè il guadagno conseguito dalla mancata spesa per l’acquisto di energia, e il secondo invece esclusivamente quale profitto diretto (in ipotesi, derivante dalla cessione delle quote in eccesso non consumate).

Il quesito non è di poco conto, atteso che proprio sulla base di tale termine di distinguo dovrebbe far leva il calcolo volto a stabilire la prevalenza del primo sul secondo nonché, *mutatis mutandis*, la qualificazione stessa come “renewable energy community” o meno.

Tuttavia, è l’art. 22 della Direttiva a contemplare la disciplina applicabile a tale nuova fattispecie. Ai sensi di tale disposizione, 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. Per di più, dovranno assicurare che anche alle comunità di energia rinnovabile-REC, sulla falsariga di quanto già stabilito per i *prosumers* dall’art. 21 della Direttiva, sia riconosciuto il diritto di produrre, consumare, immagazzinare e vendere l’energia rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, e soprattutto di condividere all’interno della stessa comunità l’energia rinnovabile prodotta dalle unità di produzione detenute da tale comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile. Ciò,

⁹² Difficoltà non certo imputabili, come in passato, a errori verificatisi in sede di traduzione dalla lingua inglese o francese, stante che anche la formulazione originaria – in cui il medesimo inciso è così formulato: “the primary purpose of which is to provide environmental, economic or social community benefits for its shareholders or members or for the local areas where it operates, rather than financial profits” – pone gli stessi dubbi interpretativi.

⁹³ Lettura che comunque lascerebbe irrisolto il quesito su come quantificare in termini economici l’eventuale “profitto ambientale” conseguito dalla comunità.

anche qui, 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, siano pagati i corrispettivi per la distribuzione di energia, ma non quelli per il trasporto e il dispacciamento se l'energia è simultaneamente prodotta e consumata all'interno dei membri della comunità, senza essere veicolata sulla RTN, altrimenti si configurerebbe quale ingiusta duplice tariffazione che la REDII tende invece a scongiurare. In altre parole, gli Stati membri devono prevedere per le REC un "quadro favorevole", che nel concreto potrà assumere forme diverse, e che include anche il supporto alle famiglie in condizioni economicamente disagiate o vulnerabili⁹⁴.

A mero titolo esemplificativo, tale figura potrebbe nel concreto trovare iniziale spazio nei contesti condominiali, ove lo scambio di energia 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 distribuzione⁹⁵. Lo scambio virtuale consente infatti la gestione a livello commerciale dei flussi di energia, garantendo ai singoli utenti delle unità abitative un elevato livello di qualità del servizio. Ciò permetterebbe inoltre agli stessi di continuare ad esercitare i loro diritti come consumatori, inclusi i diritti di scegliere il proprio fornitore e di esercitare lo "switching" del fornitore in relazione al criterio economico della convenienza del prezzo, il tutto in tempo reale e con modalità digitalizzate, attraverso le nuove tecnologie, quali gli *smart meter* elettrici di seconda generazione e i sistemi *peer-to-peer*, sarà possibile agli aggregatori il coinvolgimento diretto del cliente finale come *prosumer*, interno alla REC, avvalendosi dei distributori locali (DSO) quali soggetti neutrali in grado di abilitare e facilitare la transizione energetica. 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. Lo scambio diretto di energia elettrica prodotta negli edifici tra unità abitative dello stesso condominio permetterebbe di realizzare con maggior facilità interventi di efficientamento energetico o di utilizzo di fonti rinnovabili più efficaci rispetto a interventi per le singole abitazioni. Inoltre, una gestione fisica, equiparabile a quella dei SDC, decongestionerebbe non poco la rete nazionale, ciò perché tale configurazione consentirebbe di massimizzare lo sfruttamento locale delle risorse distribuite, garantendo la riduzione delle perdite di rete e un impiego ottimale delle infrastrutture elettriche pubbliche, evitandone l'inutile

⁹⁴ cfr. art. 22, comma 4, lett. "f", Direttiva UE 2018/2001.

⁹⁵ Ma bensì diverse modifiche alla normativa, tra cui anche quella relativa alle sub-concessioni per la gestione della rete di distribuzione condominiale.

duplicazione. In altre parole, il condominio potrebbe diventare un vero e proprio *prosumer*, e investire nel miglioramento dell'efficienza energetica dell'edificio, il che, chiaramente, determinerebbe un enorme vantaggio in capo a tutti i condomini⁹⁶.

⁹⁶ Al riguardo, nella Consultazione pubblica della 10^a Commissione permanente al Senato sull'affare assegnato n. 59, *Green energy. Il sostegno alle attività produttive mediante generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica*, si legge che l'implementazione di tali configurazioni all'interno dei contesti condominiali "sarebbe una spinta determinante per permettere ai condomini di installare impianti fotovoltaici, nonché un ottimo strumento per incentivare produzione diffusa e autoconsumo, senza gravare sulla rete nazionale. I benefici in termini di funzionalità della rete sono stati evidenziati da molti contributi. La produzione distribuita serve anche ad evitare il sovraccarico delle reti di distribuzione, i costi di trasporto e le perdite di rete. Lo scambio diretto di energia renderebbe più efficienti i consumi elettrici mettendo in comune le utenze elettriche e scambiando l'energia accumulata per ogni utente grazie ad accumulatori. Diminuirebbero inoltre i costi di trasporto che insieme agli oneri di sistema quasi raddoppiano il costo dell'energia, penalizzando le aziende italiane e il dispacciamento dell'energia".

PARTE III

I LIMITI DELL'ORDINAMENTO ITALIANO

1. La Risoluzione n. 7/00022 del 4 giugno 2019 della 10^a Commissione permanente al Senato⁹⁷: sintesi dei risultati.

Il quadro normativo delineato nella parte I del presente lavoro, unitamente alla sintesi della nuova disciplina di matrice europea di cui alla parte II, consente adesso di trarre alcune considerazioni in merito ai principali ostacoli presenti nell'ordinamento italiano allo sviluppo e alla diffusione di configurazioni private per la generazione, stoccaggio, cessione e consumo distribuito di energia elettrica da fonti rinnovabili.

A tal fine, si ritiene utile partire proprio da alcune delle considerazioni espresse dai diversi organismi interni ed europei nel corso dei lavori svolti in seno alle procedure legislative che hanno portato oggi all'emanazione di importanti strumenti normativi, i più importanti dei quali racchiusi, come detto, nel cd. "*Clean Energy Package*". Al netto infatti degli ordinamenti statali che già da anni conoscono e contemplano al loro interno diverse norme mediante le quali è possibile realizzare configurazioni private di *energy sharing*⁹⁸, il restante contesto europeo risulta da questo punto di vista alquanto in ritardo sugli obiettivi di decarbonizzazione e sviluppo delle FER, ulteriore monito che ha suggerito al legislatore europeo di puntare sulla generazione distribuita di energia elettrica per conciliare due fondamentali profili del mercato: tutela del consumatore, inteso quale complessivo "pacchetto" di incentivi all'investimento nelle FER (in senso ampio, comprensivi dell'insieme di tutele ad essi riservate) e decentramento del settore energetico europeo, nell'ottica dell'ambizioso obiettivo "*zero emission*", raggiungibile soltanto per il tramite della partecipazione attiva di ogni cittadino europeo.

⁹⁷ La consultazione si è svolta dal 1° al 31 ottobre 2018. I cittadini, le autorità pubbliche, le imprese, le università, i centri di ricerca e tutti gli altri soggetti governativi e non governativi interessati sono stati invitati, attraverso un bando pubblicato sul sito web della Commissione, a esprimere le proprie opinioni e riflessioni. I contributi sono stati analizzati e presi in considerazione in sede di predisposizione della risoluzione che - una volta approvata dalla Commissione - è stata trasmessa al Governo, per il tramite della Presidenza del Senato.

⁹⁸ Tra i quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, la Germania, l'Austria, la Danimarca, l'Inghilterra, la Svezia e, da ultimo, la Spagna.

Per questi motivi il legislatore europeo ha preliminarmente condotto un'attenta analisi dei principali ostacoli e limiti che rendono difficoltoso il pieno sviluppo delle FER in Europa⁹⁹. Complessivamente, si assiste alla presa d'atto della presenza di un'eccessiva regolamentazione statale del comparto energetico, la quale, a sua volta, trova causa nell'eccessivo proliferarsi di autorità regolamentari di volta in volta costituite per disciplinare i diversi profili a vario titolo coinvolti in questo importante settore. Non a caso, si è sopra precisato che tra i principali obiettivi derivanti dal cd. "terzo pacchetto energia" - di cui la Direttiva 2009/73/CE, sopra sinteticamente riportata, costituisce uno tra i principali strumenti - vi era anche quello di realizzare un definitivo trasferimento dei poteri di regolazione dalle autorità nazionali verso corrispondenti enti pubblici interni dotati però di piena autonomia di indirizzo e di regolazione dell'intero comparto¹⁰⁰. Tale spinta, come noto, ha però determinato la nascita di una moltitudine di autorità d'ambito¹⁰¹, ciascuna delle quali ha poi provveduto a emanare, per i rispettivi aspetti di competenza, l'insieme di disposizioni che oggi regolano il settore energetico, introducendo procedure amministrative eccessivamente lunghe e onerose per tutti i soggetti coinvolti, nonché una moltitudine di oneri tariffari che si ripercuotono sul prezzo finale in bolletta.

Non a caso, tale consapevolezza viene ribadita anche in seno ai considerando alla Direttiva UE 2018/2001, ove si precisa che *"La lunghezza delle procedure amministrative, oltre a renderle costose, costituisce un serio ostacolo amministrativo. La semplificazione delle procedure amministrative di rilascio dell'autorizzazione e termini chiari per le decisioni che le autorità competenti per il rilascio dell'autorizzazione per l'impianto di produzione di energia elettrica devono adottare sulla base di una domanda completata dovrebbero stimolare una gestione più efficiente delle procedure, riducendo in tale modo i costi amministrativi"*¹⁰². Dello stesso tenore risulta essere poi, da ultimo, anche la Risoluzione

⁹⁹ Tra i considerando della IMDII si precisa infatti che *"la presente direttiva è intesa a sormontare gli ostacoli che tuttora si frappongono al completamento del mercato interno dell'energia elettrica. Il quadro normativo perfezionato è necessario per risolvere i problemi attualmente posti dall'esistenza di mercati nazionali frammentati, spesso ancora caratterizzati da un elevato numero di interventi normativi. Tali interventi hanno creato ostacoli alla fornitura di energia elettrica su base paritaria e hanno innalzato i costi rispetto a soluzioni basate sulla cooperazione transfrontaliera e sui principi del mercato"*, cfr. considerando n. 8 alla Direttiva 2019/944/UE.

¹⁰⁰ Cfr. Considerando n. 8, Direttiva 2003/54/CE.

¹⁰¹ Cfr. *supra*, nota 11.

¹⁰² Cfr. considerando n. 51 alla Direttiva UE 2018/2001; nello stesso senso, cfr. considerando n. 42 alla Direttiva 2019/944/UE, ove si legge che *"Esistono tuttavia svariati ostacoli legali e commerciali, tra i quali oneri sproporzionati per l'energia elettrica consumata dall'autoproduttore, obblighi di immissione nel sistema di energia elettrica autoprodotta e oneri amministrativi la necessità che i consumatori che autoproducono energia elettrica e la vendono al sistema si conformino agli stessi obblighi dei fornitori. Tali ostacoli, che impediscono ai consumatori di autoprodurre energia elettrica e consumare, immagazzinare o vendere sul mercato l'energia elettrica autoprodotta, dovrebbero essere soppressi, assicurando nel contempo che tali consumatori contribuiscano adeguatamente ai costi del sistema"*.

legislativa del Parlamento europeo del 26 marzo 2019 sulla proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio - relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (COM(2016)0864 - C8-0495/2016 - 2016/0380(COD)), anch'essa parte del cd. *Clean Energy Package* - la quale affronta direttamente il tema della semplificazione delle procedure amministrative. L'eccessivo "groviglio" di fonti regolamentari e delle conseguenziali numerose prassi amministrative viene espressamente riconosciuto come uno dei principali limiti allo sviluppo della nascente figura del *prosumer*, atteso che le stesse si traducono irrimediabilmente in tempi eccessivamente lunghi e in costi sproporzionati per il cittadino. Principio richiamato espressamente anche dall'art. 15, primo comma, della citata Risoluzione, ove viene specificato che è obbligo degli Stati membri operare una necessaria semplificazione "*affinché i clienti finali abbiano il diritto di agire in qualità di clienti attivi senza essere soggetti a requisiti tecnici o a requisiti amministrativi, procedure e oneri discriminatori o sproporzionati, e a oneri di rete che non rispecchiano i costi*"¹⁰³.

Ciò detto, si ritiene opportuno adesso passare in rassegna una sintesi di quelli che risultano essere i principali ostacoli presenti nell'ordinamento interno che nel tempo hanno per lo più limitato la diffusione di configurazioni private di *energy sharing*, nonché, ancor più, costituito un vero e proprio disincentivo all'investimento nelle FER¹⁰⁴, essendo invero alquanto numerosi gli impedimenti ancora presenti nell'attuale quadro normativo.

Già a monte, bisogna prendere atto dell'assoluta mancanza di idonei strumenti di informazione sul tema della generazione distribuita e delle FER. La scarsa informazione rende infatti questi strumenti poco accessibili per il cittadino, il quale dovrebbe invece essere considerato il pilastro

¹⁰³ La norma prosegue poi al comma secondo stabilendo che "*Gli Stati membri provvedono affinché i clienti attivi:*

- a) abbiano il diritto di operare direttamente o in maniera aggregata;
- b) abbiano il diritto di vendere energia elettrica autoprodotta, anche attraverso accordi per l'acquisto di energia elettrica;
- c) abbiano il diritto di partecipare a meccanismi di flessibilità e a meccanismi di efficienza energetica;
- d) abbiano il diritto di delegare a un terzo la gestione degli impianti necessari per le loro attività, compresi l'installazione, il funzionamento, il trattamento dei dati e la manutenzione, senza che il terzo sia considerato un cliente attivo;
- e) siano soggetti a oneri di rete che rispecchino i costi, siano trasparenti e non discriminatori e contabilizzino separatamente l'energia elettrica immessa in rete e quella assorbita dalla rete, in conformità dell'articolo 59, paragrafo 9, della presente direttiva e dell'articolo 18 del regolamento (UE) 2019/...+ , così da garantire che contribuiscano in modo adeguato ed equilibrato alla ripartizione globale dei costi del sistema;
- f) siano finanziariamente responsabili degli squilibri che apportano alla rete elettrica; in tal misura, sono responsabili del bilanciamento o delegano la propria responsabilità di bilanciamento in conformità dell'articolo 5 del regolamento (UE) 2019/...+ "

¹⁰⁴ Rinviando, per maggiori dettagli, alla lettura degli esiti dell'istruttoria svolta in seno alla 10^a Commissione permanente al Senato - condotta sull'affare assegnato n. 59 sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica.

centrale della nascente struttura del mercato energetico, essendo egli il mezzo privilegiato scelto dal legislatore europeo per traghettare l'Europa verso la tanto ambita transizione energetica¹⁰⁵. E ciò, non solo sul piano delle configurazioni astrattamente realizzabili, quanto, ancor 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 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 emersa la presenza di un *iter* ancora oggi troppo macchinoso e poco agevole per il comune cittadino, cui si accostano dei costi troppo elevati – compresi i costi di gestione dei vari contatori Enel e GSE – aventi quale unico effetto il disincentivo del consumatore, anche quando informato, a voler investire in tale direzione.

Non poca importanza riveste poi l'impianto normativo relativo alla possibilità di realizzare configurazioni private sulla base della vigente disciplina dei SSPC (Sistemi Semplici di Produzione e Consumo) e degli SDC (Sistemi di Distribuzione Chiusi), la quale, come anticipato, contempla oggi un'eccessiva pluralità di fattispecie astrattamente realizzabili, e procedure autorizzative alquanto lunghe e farraginose. Non per niente, la stessa ARERA - Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente – nell'ambito dell'Affare sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica, atto n. 59 del 12.03.2019, ha precisato che a fronte di una *“pluralità di casi in cui è possibile realizzare configurazioni private, nell'ambito delle quali si verifica l'autoconsumo [...] Si ritiene necessario, al riguardo, semplificare radicalmente l'attuale insieme frammentario di configurazioni private ammissibili, precisando, nel modo più lineare e trasparente possibile, quali possono essere realizzate”*¹⁰⁶. In particolare, tra queste, quella dello Scambio sul Posto (SSP) risulta ancor oggi immotivatamente sbilanciata a favore dei grandi produttori e distributori di energia. Infatti, il basso prezzo della corrente pagata per lo scambio sul posto non tiene affatto conto dell'investimento iniziale del cliente privato né, tantomeno, del potenziale incentivo che un prezzo equo (almeno pari a quello di acquisto per le quote di energia

¹⁰⁵ Si tenga conto del fatto che, per il raggiungimento degli obiettivi europei al 2030 sulla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, l'autoproduzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per l'autoconsumo sul posto avrà un ruolo di crescente importanza. A fine 2016, in Italia, la produzione annua netta di energia prodotta da impianti di generazione distribuita (GD) rinnovabile e consumata in loco ammontava a 4,2 TWh. In base ai nuovi obiettivi europei al 2030, tale produzione dovrà essere almeno quintuplicata, fonte: ARERA.

¹⁰⁶ Cfr. Memoria dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) in merito all'Affare sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica”, atto n. 59, del 12.03.2019, 94/2019/I/COM, pag. 5.

attinte dalla rete) potrebbe rappresentare per ogni cittadino, il quale sarebbe certamente più propenso a considerare positivamente l'investimento nelle FER nella misura in cui venisse degnamente remunerato per le quote di energia reimmesse in rete¹⁰⁷.

Ultimo aspetto cui sembra utile dare rilievo riguarda l'assenza di norme che consentano di realizzare sistemi di autoconsumo di tipo *one-to-many* e *many-to-many*, il quale, unitamente all'impossibilità di creare configurazioni di autoconsumo basate su scambi virtuali/commerciali costituisce forse il principale ostacolo al pieno sviluppo delle future REC (o CEC). Su questo versante - con specifico riferimento al settore della produzione, accumulo e autoconsumo di energia da fonti rinnovabili all'interno di condomini e altri edifici - occorre superare le criticità derivanti dal Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, il quale impone l'obbligo che la produzione di energia elettrica origini sempre da fonti rinnovabili, e per una quota variabile sulla base della superficie dell'edificio¹⁰⁸. In particolare, il punto critico è da rinvenire nel fatto che l'energia elettrica auto-prodotta, secondo quanto previsto da quest'ultimo Decreto, può essere distribuita e consumata direttamente dalle sole utenze condominiali generali, le quali, per quanto ovvio, rappresentano la quota minore di approvvigionamento condominiale, e non invece dalle singole unità abitative che compongono il condominio, ove invece si registra il maggior consumo di energia. Logica conseguenza è che in questo modo gran parte dell'energia non viene auto-consumata, ma viene immessa nella rete elettrica, per poi essere nuovamente acquistata dai medesimi condòmini che l'hanno immessa¹⁰⁹. A ciò si aggiunga la circostanza che la normativa attuale non incentiva certo lo sviluppo di infrastrutture private di rete da parte di soggetti diversi

¹⁰⁷ Sul punto, si è visto sopra che la Direttiva UE 2018/2001 è alquanto chiara nello stabilire che l'autoconsumatore avrà diritto a una remunerazione *“che corrisponda al valore di mercato di tale energia elettrica e possa tener conto del suo valore a lungo termine per la rete, l'ambiente e la società”*, cfr. art. 21, co. 2, lett. *“d”*, Direttiva (UE) 2018/2001.

¹⁰⁸ In sintesi, Il Decreto Legislativo 28/2011 modifica e integra quanto già stabilito dalle Linee Guida - di cui all'art. 12, comma 10, D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387, poi approvate per il tramite del D.M. 10 settembre 2010 - in merito agli *iter* procedurali per l'installazione degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili. I singoli interventi, a seconda della taglia e della potenza installata, possono essere sottoposti a mera Comunicazione, Procedura Abilitativa Semplificata (P.A.S.) o Autorizzazione Unica (A.U.). Chiaramente, le autorizzazioni indicate devono essere corredate, laddove necessario, da tutti i provvedimenti di concessione, autorizzazione, valutazione di impatto ambientale e paesaggistico, ecc.; per maggiori dettagli, si rinvia al documento redatto dal GSE, avente ad oggetto *“il quadro autorizzativo per impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili - Ricognizione della normativa nazionale e regionale”*.

¹⁰⁹ Cfr. Risoluzione n. 7/00022 adottata dalla decima Commissione al Senato Industria, Commercio e Turismo, in data 04.06.2019, ove si precisa che *“la Direttiva (UE) 2018/2001 prevede, all'articolo 21, che inquilini e condòmini all'interno di un edificio possano collettivamente produrre, accumulare e consumare energia elettrica. In Italia, questo è attualmente vietato alla singola utenza condominiale e risulta non conveniente per il condominio che può alimentare soltanto i servizi generali. Bisogna dunque riconoscere al più presto tale diritto. Le limitazioni attuali costituiscono una restrizione ingiustificata degli spazi di libertà dei cittadini e rappresentano un ostacolo alla necessaria diffusione dell'autoconsumo”*.

dal distributore in concessione, il che costringe sostanzialmente le comunità energetiche a “calarsi” all’interno delle complesse e onerose procedure amministrative che la Direttiva UE 2018/2001 tende invece a eliminare, nonché a confrontarsi con i limiti derivanti da un sistema di distribuzione alquanto obsoleto, che non consente per l’appunto un monitoraggio istantaneo dell’energia prodotta, consumata e scambiata, secondo modalità di gestione di tipo *smart energy*¹¹⁰. Da questo punto di vista, bisognerebbe anzitutto eliminare gli ostacoli per l’allaccio residenziale (cd. *retrofit*), per poi meglio garantire i diritti del consumatore all’interno delle singole configurazioni di autoconsumo (qualità tecnica del servizio, diritto allo *switching*).

¹¹⁰ Si consideri infatti che non è possibile, ad oggi, misurare con esattezza e istantaneamente l’esatta quota di autoconsumo in sito. Esso può essere solo stimato in quanto le misure ufficiali disponibili riguardano l’energia elettrica immessa e prelevata dalle reti elettriche e solo in alcuni casi (ad esempio per gli impianti incentivati) riguardano anche l’energia elettrica prodotta.

PARTE IV

UNO SGUARDO FUORI DAI CONFINI - FOCUS COMPARATISTICO SUL MODELLO SPAGNOLO

1. “One to one” e “one to many”: le realtà esistenti in altri ordinamenti. Cenni al modello spagnolo.

S'è detto che il contenuto dell'intervento dell'Unione Europea sul tema della generazione distribuita di energia proveniente da fonti rinnovabili si colloca, per certi versi, “a valle” del fenomeno, essendo che gli ordinamenti di diversi Stati membri contemplavano già da prima del *Clean Energy Package* disposizioni interne aventi ad oggetto diverse configurazioni private assimilabili grosso modo a quelle che la Direttiva UE 2018/2001 presenta come assolute novità.

Al riguardo, occorre adesso passare brevemente in rassegna alcuni cenni alla normativa recentemente introdotta in Spagna, Stato membro che già da diversi anni ha affrontato il tema della generazione distribuita di energia rinnovabile. Esso ha infatti aderito alla coraggiosa scelta di investire negli anni in una programmazione di lungo termine in grado di fare dell'*energy sharing* il nuovo competitivo modello di mercato da contrapporre al tradizionale impianto industriale della grande distribuzione di energia elettrica.

La Spagna potrebbe infatti essere considerato il primo Stato europeo ad aver trasposto il contenuto della REDII – in particolare, degli artt. 21 e 22 – mediante un'articolata disciplina che ha per buona parte modificato la precedente *Ley 24/2013* del 26 dicembre 2013, disciplinante il “*Sector Eléctrico*”¹¹¹. Con il *Real Decreto 244/2019* del 5 aprile 2019, avente ad oggetto “*las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*”, il Ministerio para la transición ecológica ha espressamente dichiarato di voler dare attuazione al contenuto dell'art. 21 della REDII¹¹² definendo a tal fine i nuovi indirizzi e le nuove configurazioni che tragheranno la Spagna verso l'ambizioso obiettivo “zero emissioni entro il 2050”, atteso che “*el desarrollo del*

¹¹¹ E invero, la *Ley 24/2013* contemplava già all'art. 9 la nozione di autoconsumo, disposizione profondamente modificata dal *Real Decreto-ley 15/2018* del 5 ottobre 2018, il quale aveva inciso non poco sulla nozione di autoconsumo, con il dichiarato fine di far sì che tutti i consumatori, i produttori, nonché la collettività nel suo insieme potessero beneficiare di tutti i vantaggi che da questa attività è possibile ottenere, in termini di minori oneri di rete, maggiore indipendenza energetica e soprattutto minori emissioni di gas serra. L'obiettivo era cioè quello di promuovere il più possibile l'autoconsumo realizzato con configurazioni di generazione distribuita rinnovabile. Cfr. preambolo n.1 al *Real Decreto 244/2019* del 5 aprile 2019.

¹¹² Non a caso, nel preambolo n. 1 al *Real Decreto 244/2019* del 5 aprile 2019 si legge che “*mediante el presente real decreto se efectúa la incorporación al ordenamiento jurídico español de parte del contenido del artículo 21 de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables*”.

autoconsumo que promueve la norma tendrá un efecto positivo sobre la economía general, sobre el sistema eléctrico y energético y sobre los consumidores”, e che inoltre quest’ultimo “contribuirá al cumplimiento de los objetivos de penetración de energías renovables y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero”¹¹³.

In sintesi, il *Real Decreto 244/2019* incide su numerosi profili riguardanti il settore energetico spagnolo, esso contempla infatti diverse disposizioni che individuano una serie di principi-chiave dal contenuto assolutamente innovativo e certamente avanguardista rispetto al generale contesto europeo.

Segnatamente, il *Real Decreto 244/2019* ha ad oggetto:

- la semplificazione amministrativa, burocratica e tecnica;
- la parità di trattamento nei casi di autoconsumo individuale o collettivo tra soggetti residenti all’interno dei medesimi edifici e in un raggio virtuale di non oltre 500 metri dall’installazione¹¹⁴;
- il diritto a essere remunerati (“*compensación simplificada*”) per le quote di energia elettrica non consumata e reimmesse in rete attraverso modalità semplificate di fatturazione netta¹¹⁵;

Sul piano della semplificazione della disciplina autorizzativa, la normativa spagnola sembra aver colto senza indugio le indicazioni del legislatore europeo stabilendo a tal fine una vera e propria esenzione dall’obbligo di assoggettare gli impianti con potenza pari o inferiore a 15 kW - in grado di generare quote di energia in eccedenza - a qualsivoglia tipo di autorizzazione per l’accesso e la connessione alla rete¹¹⁶. Inoltre, il Decreto istituisce presso il Ministero competente un “*registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica*”¹¹⁷ nel quale verranno registrati tutti consumatori

¹¹³ cfr. preambolo n.2 al *Real Decreto 244/2019* del 5 aprile 2019.

¹¹⁴ Cfr. art. 3, co. 1, lett. “g”, *Real Decreto 244/2019*;

¹¹⁵ Cfr. art. 1, *Real Decreto 244/2019*, il quale testualmente così dispone: “*El presente real decreto tiene por objeto establecer:*

1. *Las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico;*
2. *La definición del concepto de instalaciones próximas a efectos de autoconsumo;*
3. *El desarrollo del autoconsumo individual y colectivo;*
4. *El mecanismo de compensación simplificada entre déficits de los autoconsumidores y excedentes de sus instalaciones de producción asociadas;*
5. *La organización, así como el procedimiento de inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica”*

¹¹⁶ Cfr. art. 7, comma 1, lett. “b”, n. “ii” del citato Decreto, ove si precisa che per le configurazioni di autoconsumo in grado di generare eccedenze “*las instalaciones de producción de potencia igual o inferior a 15 kW que se ubiquen en suelo urbanizado que cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística, estarán exentas de obtener permisos de acceso y conexión*”.

¹¹⁷ Cfr. art. 20, *Real Decreto 244/2019*.

(*recte, prosumers*) titolari di impianti di autoconsumo che, complessivamente, non eccedano i 100 kW di potenza installata. Si tratta di un *database* ministeriale che consentirà di gestire con molta più semplicità e speditezza i profili relativi ai vari autoconsumatori, di monitorare l'attività di autoconsumo¹¹⁸, nonché ancor più costituirà una solida base sulla quale edificare un futuro mercato virtuale per l'*energy sharing*.

Quanto al diritto a ricevere una remunerazione per la quota di energia autoprodotta non consumata ma bensì reimmessa in rete, l'art. 15 terzo comma del Decreto stabilisce che "*se aplicará la normativa general de la actividad de producción*"¹¹⁹. Il riferimento è alle tradizionali forme negoziali all'interno delle quali sono stati sino a ora incardinati i vari contratti di fornitura di energia elettrica, con l'aggiunta però che d'ora in poi queste saranno assistite da non poche garanzie a tutela degli autoconsumatori, *in primis* partendo proprio dall'esenzione da qualsivoglia onere di trasmissione o tariffa per le quote di energia autoprodotta e consumata in sito, se provenienti da fonti rinnovabili¹²⁰. Inoltre, ai sensi dell'art. 4, comma 2 del Decreto, sono state strutturate due diverse modalità con cui gestire le eccedenze derivanti dall'autoconsumo:

- *Modalidad con excedentes acogida a compensación*¹²¹, configurazione che prevede un meccanismo di automatica compensazione delle relative eccedenze tra produttore e consumatore;
- *Modalidad con excedentes no acogida a compensación*¹²², ipotesi nella quale l'autoconsumatore dovrà invece stipulare appositi contratti "*de suministro para servicios auxiliares de producción*"¹²³;

La prima delle due configura una forma di remunerazione (*recte*, compensazione) che non è più considerata quale attività commerciale soggetta a obblighi di dichiarazione o impositivi. In pratica, piuttosto che ottenere un guadagno diretto, le *utility* azzerano - compensandoli - eventuali addebiti

¹¹⁸ Cfr. art. 19, co. 1 *Real Decreto 244/2019*, "*Este registro será telemático, declarativo y de acceso gratuito y tendrá como finalidad el seguimiento de la actividad de autoconsumo de energía eléctrica, desde el punto de vista económico y su impacto en la sostenibilidad económica del sistema eléctrico, al igual que su incidencia en el cumplimiento de los objetivos de energías renovables y en la operación del sistema*".

¹¹⁹ "*Para la liquidación de la energía horaria excedentaria vertida por las instalaciones de producción acogidas a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, se aplicará la normativa general de la actividad de producción*".

¹²⁰ Cfr. art. 17, co. 1, *Real Decreto 244/2019*, "*De acuerdo con lo previsto en el artículo 9.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo peajes*". Nello stesso senso anche il successivo art. 18, il cui primo comma così recita "*De acuerdo con lo previsto en el artículo 9.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo cargos*".

¹²¹ Cfr. art. 4, comma 2, lett. "a";

¹²² cfr. art. 4, comma 2, lett. "b";

¹²³ i.e. "*un contrato de acceso con la empresa distribuidora para sus servicios auxiliares de producción directamente o a través de la empresa comercializadora, o modificar el existente, de acuerdo con la normativa de aplicación, para reflejar esta circunstancia*"

sulla bolletta energetica (fatturazione netta). È stata poi prevista una modalità di scelta libera per gli autoconsumatori in merito alla compensazione per l'elettricità in eccesso immessa in rete:

- contrattazione con “*Comercializadoras reguladas*”: ove la compensazione avviene sul valore del mercato all'ingrosso;
- contrattazione con “*Comercializadoras de Mercado libre*”: ove invece la pattuizione della remunerazione è lasciata alla libera negoziazione;

Infine, sul piano dell'autoconsumo collettivo, la legislazione spagnola sembra addirittura andare oltre gli obiettivi posti dalla REDII. Sul punto, siano consentito precisare che, nel complesso, non risulta affatto agevole individuare una netta distinzione tra la disciplina posta per l'autoconsumo individuale e quella relativa alle REC, ossia dire all'autoconsumo tra residenti “di prossimità”, così come delineato dal *Real Decreto 244/2019*. Al contrario, il caso spagnolo rappresenta e palesa tutte le perplessità sopra sinteticamente manifestate riguardo alla larghezza di contorni con cui il legislatore europeo si è apprestato a (non) definire con parametri quantitativi certi quando più cittadini si trovino “*nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili*” e quando invece la distanza sia tale da impedire un inquadramento all'interno della REC¹²⁴. Da questo punto di vista, la legislazione iberica sembra, *prima facie*, aver usufruito non poco degli ampi spazi lasciati dalla Direttiva. L'aver posto un parametro così ampio all'interno del quale circoscrivere i soggetti come appartenenti a una stessa unità di autoconsumo (500 mt dalla installazione) non tiene forse debitamente conto degli oneri di trasmissione e distribuzione - enormemente ridimensionati in ipotesi di *sharing* all'interno di una stessa unità condominiale - nonché del fatto che tale indicazione determinerà senza alcun dubbio un aumento eccessivo del numero di partecipanti a dette comunità energetiche, travisando forse l'idea stessa con cui il legislatore europeo aveva configurato queste nuove modalità di *energy sharing* “di prossimità”.

In ogni caso, qualsiasi compiuta valutazione in merito alla corretta trasposizione del contenuto della REDII nella penisola iberica andrà necessariamente posticipato a quando il *Real Decreto 244/2019* entrerà definitivamente a regime, dando vita alle varie configurazioni *ivi* contemplate.

¹²⁴ cfr. Parte II, par. 4, nota 68, ove si rilevava che le statuizioni contenute nelle due Direttive (IMDII e REDII) e riferite ai vari obblighi per gli Stati Membri rischiano di restare carta bianca nella misura in cui la vaghezza dei termini utilizzati dal legislatore europeo possa essere suscettibile di interpretazioni eccessivamente “larghe” in sede di trasposizione, vanificando nel concreto gli obiettivi posti a monte. E ciò, non soltanto in riferimento alla trasposizione disciplina del *prosumer* o delle REC, ma, in generale, in riferimento al complessivo impianto normativo contenuto nel CEP.

CONCLUSIONI

La disamina condotta nel corso del presente lavoro consente ora di trarre delle brevi considerazioni in merito ai principali dubbi emersi, nonché, *de iure condendo*, sulle possibili soluzioni alternative con cui il legislatore interno dovrà necessariamente confrontarsi in sede di recepimento della Direttiva UE 2018/2001 (oltre che, *ex plurimis*, dell'intero "pacchetto" di principi contenuti nel *Clean Energy Package*).

A tal proposito, sembra opportuno anzitutto richiamare le preoccupazioni, sopra già in parte esposte, in merito agli ampi spazi lasciati dal legislatore europeo per il recepimento dei principi contenuti nel *Clean Energy Package*. Il timore deriva dal fatto che questi ultimi - nonché gli ambiziosi obiettivi *ivi* contemplati - possano di fatto essere neutralizzati a causa della eccessiva "vaghezza" insita in alcune espressioni utilizzate dal legislatore europeo. Pericolo questo che per buona parte deriva dal tipo di strumento utilizzato per imporre un radicale cambio di rotta nel contesto energetico europeo (*i.e.* la direttiva), ancor più tenuto conto delle grandi differenze presenti all'interno dei vari ordinamenti degli Stati membri. Infatti, le statuizioni contenute nelle due Direttive (IMDII e REDII) e riferite ai vari obblighi per gli Stati Membri di raggiungere quanto più possibile una maggiore semplificazione amministrativa e regolatoria nella materia del mercato energetico nazionale (sopra sinteticamente analizzate, cfr. parte II), 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 nel concreto gli obiettivi posti a monte. E ciò, non soltanto in riferimento alla trasposizione disciplina del *prosumer*, ma, in generale, in riferimento al complessivo impianto normativo contenuto nel CEP.

A titolo esemplificativo, rimanendo all'interno del novero delle disposizioni oggetto di analisi nel corso del presente lavoro¹²⁵, in riferimento alla necessità di operare una complessiva sintesi e semplificazione delle procedure amministrative/autorizzative contemplate dalla normativa interna, nonché di imporre un complessivo riordino del settore, anche per il tramite della soppressione/accorpamento delle diverse autorità regolatrici oggi presenti, si consideri che l'utilizzo di espressioni quali "*sproporzionati*" o "*non discriminatori*" - riferiti agli oneri e alle procedure gravanti sui clienti finali, e richiamati dagli articoli 15 della IMDII e 21 della REDII - sollevano diverse questioni interpretative di non facile soluzione. Infatti, non sembra affatto

¹²⁵ E rinviando a quanto già sopra esposto circa la larghezza di contorni mediante cui sono state delineate alcune fattispecie (cfr. parte II, par. 3 e 4).

agevole definire con la dovuta determinatezza quando dei requisiti tecnici o amministrativi possano essere considerati “*sproporzionati*”, o ancora, quale parametro occorra utilizzare per valutare se una procedura amministrativa sia “*discriminatoria*”, e quando invece “*sproporzionata*”. Il rischio è che gli Stati membri meno interessati a operare una effettiva transizione energetica, nella direzione dell’obiettivo “*zero emission*”, possano sfruttare a loro favore tali imprecisioni per falciare gli ambiziosi obiettivi posti dall’UE, continuando da un lato, a indirizzare i maggiori investimenti pubblici verso politiche di favore ai combustibili fossili¹²⁶ mentre, dall’altro, a precludere alla propria comunità di cittadini di traghettare verso la nuova era dell’economia sostenibile senza che ciò comporti per loro un peso finanziariamente insostenibile.

Sul piano interno, nonostante i rilievi sopra espressi circa l’eccessiva distanza che separa l’ordinamento italiano dagli obiettivi posti dalla REDII, pur riconoscendo l’importanza dello sviluppo della generazione distribuita e dei *prosumers*, sarà necessario calibrare attentamente le politiche di incentivazione di questi sistemi, assicurando la gestione efficiente della transizione. Occorrerebbe anzitutto semplificare l’attuale quadro che regola la generazione distribuita, prevedendo una definizione univoca di autoconsumo in luogo delle differenti tipologie di sistemi attualmente previste dalla regolamentazione nazionale, e una riduzione e armonizzazione degli adempimenti fiscali (in particolare per la microgenerazione). Inoltre, al fine di sfruttare al meglio le infrastrutture di rete già esistenti senza creare inefficienze al sistema energetico nel suo complesso, potrebbe essere fondamentale garantire la sostenibilità economica dei DSO (senza per ciò incorrere in una inutile duplicazione degli oneri tariffari) ed evitare la duplicazione degli *asset* di rete. Per le nuove configurazioni, bisognerebbe strutturarle per far sì che le stesse abbiano un’impronta strettamente virtuale, mantenendo la gestione dell’*asset* di rete in capo al DSO, almeno in quei casi in cui la rete già esiste¹²⁷. A tal fine, occorrerebbe regolamentare sia la

¹²⁶ Tali preoccupazioni non risultano affatto infondate, atteso che, al momento della redazione del presente documento, in molti Stati europei si registra un ritorno verso modelli di tipo sovranista e nazionalista. Tali compagini politiche mostrano un atteggiamento alquanto timido verso politiche di incentivazione delle FER (e, in generale, a politiche *green*), dando invece ampio spazio e rilievo a politiche e programmi economici espansionistici, di crescita, certamente poco attenti ai risvolti che gli stessi possano avere sotto il profilo ambientale.

¹²⁷ Cfr. Consultazione pubblica della 10^a Commissione permanente al Senato sull’affare assegnato n. 59, *Green energy. Il sostegno alle attività produttive mediante generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica*, pag. 12-13. Inoltre, non poco peso ha l’eventualità di creare *community* con una gestione virtuale e altre con una gestione fisica (la *community* all’interno deve tener necessariamente conto dell’adeguatezza della propria rete per una gestione ottimale dei propri flussi energetici). Quest’ultima ha infatti senso e può adeguatamente funzionare se sviluppata in un ambito territoriale circoscritto, mentre la *community* virtuale può arrivare a estendersi anche su nazionale. Posta infatti la conformazione geografica dell’Italia, la quale limita non poco la diffusione di meccanismi di *energy sharing* su lunga distanza, qualora la vendita dell’energia dovesse avvenire virtualmente, la scala geografica non porrebbe particolari problemi. Non a caso, in seno alla citata Consultazione si legge che “*La digitalizzazione della rete elettrica e l’introduzione di*

possibilità di scambio virtuale (attraverso lo “scambio perimetrale sul posto”)¹²⁸, sia lo scambio fisico (attraverso reti fisiche interne) per consentire di scegliere l’alternativa che maggiormente risponde alle esigenze energetiche locali. Gli utenti che dovessero decidere di non aderire alla comunità energetica o comunque al contratto di fornitura continuerebbero comunque a essere utenti della rete pubblica¹²⁹.

Diversi contributi espressi in seno alla Risoluzione n. 7/00022 del 4 giugno 2019 della 10^a Commissione permanente al Senato evidenziano invece i vantaggi economici della realizzazione di reti private. Queste ultime, qualora alimentate da fonti di energia rinnovabile, abbatterebbero non poco i consumi di energia (e i contestuali oneri tariffari per il dispacciamento derivanti da un minor carico nelle linee di distribuzione) con la conseguenza di avere un complessivo risparmio in bolletta, nonché il fatto che l’investimento iniziale sarebbe ripartito tra le unità abitative con una riduzione del *payback time* (oltre alle semplificazioni amministrative e alla disponibilità di impianti di potenza maggiore a costi per kW installato minore)¹³⁰. Occorre tuttavia evidenziare che l’investimento in nuove reti private recherebbe con sé non poche ricadute negative, soprattutto in termini ambientali, connessi cioè al consumo del territorio ove queste ultime andrebbero collocate, difficoltà queste che potrebbero semmai essere superate nella misura in cui si dimostrino i benefici e la convenienza economica per il sistema rispetto all’utilizzo della rete del distributore. È stato infatti espressamente chiarito che *“una diffusione non opportunamente regolata di tali infrastrutture porterebbe a una frammentazione della rete di distribuzione con impatto negativo sulla sicurezza e resilienza*

soluzioni basate su tecnologia blockchain è un passaggio fondamentale per la gestione efficiente dei flussi energetici tra prosumer e tra prosumer e rete”.

¹²⁸ È stato precisato al riguardo che *“Si ritiene necessario superare l’attuale meccanismo dello scambio sul posto che oggi rappresenta un freno allo sviluppo dei sistemi di accumulo ed è uno strumento che presenta una gestione molto onerosa, a causa delle complessità dei calcoli sottostanti i cui benefici economici non sono percepiti dai consumatori”*, cfr. *ibidem*.

¹²⁹ Per tornare all’ambito condominiale, dovrebbe essere garantita, per esempio, la possibilità di realizzare impianti che possano trasferire l’energia prodotta nel condominio ai condomini (*one to many*), analogamente a quanto oggi è possibile fare con le utenze termiche, salvaguardando il diritto del condomino di approvvigionarsi da un fornitore di sua fiducia.

¹³⁰ Vi è chi ha indicato la necessità di operare una *deregulation* entro una certa potenza, per esempio all’interno dei 50 kWe, *“Per taglie piccole e medie (<1 MW) sarebbe utile dare la possibilità all’utente di optare per sistemi di tassazione semplificati e forfettari”*, Cfr. *ibidem*, pag. 34-35. Al di là degli ulteriori benefici derivanti dalla realizzazione di più impianti, con conseguenze sull’indotto; si otterrebbe poi un risparmio in bolletta per le unità del condominio; si incrementerebbe la generazione distribuita; si ridurrebbe il carico nelle linee di distribuzione; si incrementerebbe il valore dell’immobile; aumenterebbe l’autoconsumo; si disporrebbe di un contatore centralizzato con regime di “scambio sul posto” e di sistemi per la contabilizzazione dei consumi certificati per ogni unità; si riscontrerebbero minori perdite in rete; si ottimizzerebbe l’energia prodotta nei momenti di picco, limitando la necessità di ricorrere a stoccaggi e livellando i prelievi dalla rete durante le stesse ore della giornata. Fonte: Risoluzione n. 7/00022 del 4 giugno 2019 della 10^a Commissione permanente al Senato, ove è stato sottolineato altresì che *“la condivisione energetica aumenterebbe il senso di appartenenza al territorio, incentivando la produzione da fonti rinnovabili, anche come forma di integrazione economica, accrescendo la partecipazione e responsabilità dell’utente nella gestione ottimizzata dei consumi energetici”*.

del sistema elettrico, facendo anche perdere le sinergie tecnologiche e le potenzialità di ricerca e sviluppo tipiche di un settore capital intensive come quello elettrico"¹³¹. In altre parole, è fondamentale che il legislatore e l'autorità di regolazione definiscano un quadro regolatorio 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 REDII.

Conclusivamente, sarebbe opportuno prevedere interventi normativi che favoriscano, nel complesso, l'investimento nei più nuovi ed efficienti sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica tra *prosumers*. Tali interventi potrebbero avere ad oggetto:

- 1) la semplificazione dell'iter autorizzativo relativo alla costruzione, modifica, rifacimento e potenziamento degli impianti;
- 2) l'armonizzazione delle norme, incluse quelle di natura fiscale;
- 3) la semplificazione degli adempimenti a carico del gestore di una rete privata, in quanto l'attuale quadro regolatorio lo equipara ad un distributore della rete pubblica malgrado il numero ridotto di punti di prelievo gestiti;
- 4) la semplificazione delle disposizioni relative all'utilizzo della rete pubblica per avviare progetti di *energy sharing*;

¹³¹ cfr. *ibidem*.

Bibliografia

- *“Governare la Riforma. Imprese, sindacato e regole nel mercato dell’energia”*, a cura di: Alessandro Notargiovanni, Gustav Degrassi, Riccardo Sanna, RES, Rapporto Energia, giugno 2006;
- *“Energia – Integrazione europea e cooperazione internazionale”*, di M. Marletta, Giappichelli, Torino, 2011.
- *“Clean Energy Package: Magna Charta of Prosumer Rights”*, Holger Schneidewindt, pubblicato sulla piattaforma web *“Energy Democracy”*, rinvenibile al seguente indirizzo <https://energy-democracy.org/clean-energy-package-magna-charta-of-prosumer-rights/#comment-57>;
- *“Green energy. Il sostegno alle attività produttive mediante generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica”*, Consultazione pubblica della 10^a Commissione permanente al Senato sull’affare assegnato n. 59;
- *“Memoria dell’Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) in merito all’Affare sul sostegno alle attività produttive mediante l’impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica”*, ARERA, atto n. 59, del 12.03.2019;
- *“Il quadro autorizzativo per impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili - Ricognizione della normativa nazionale e regionale”*, fonte: GSE;

Per l'attenzione, la dedizione, la disponibilità e l'interesse mostrato nei confronti dello scrivente, si ringraziano:

Chiar.ma Prof.ssa Marisa Meli

Chiar.ma Prof.ssa Marilù Marletta

Preg.mo Avv. Milena Pafumi

Preg.mo Avv. Sebastiano Li Rosi