

MATTEO CAROLI

LA FILIERA DELL'ELETTRICITÀ ITALIANA: UN'ECCELLENZA INTERNAZIONALE

TRA INNOVAZIONE, SOSTENIBILITÀ
E VISIONE CONDIVISA



LUISS UNIVERSITY PRESS

MATTEO CAROLI

La filiera dell'elettricità italiana: un'eccellenza internazionale

Tra innovazione, sostenibilità e visione condivisa

© 2018 LUISS University Press – Pola Srl
Tutti i diritti riservati
ISBN 978-88-6856-108-6

LUISS University Press – Pola s.r.l.
Viale Romania, 32
00197 Roma
TEL. 06 85225481/431
www.luissuniversitypress.it
E-MAIL universitypress@luiss.it

Progetto grafico:
HaunagDesign
Impaginazione:
Livia Pierini

Questo libro è stato composto in ITC Charter e stampato su carta acid free
presso Print on Web Srl
Via Napoli, 85
03036 Isola del Liri (FR)

Prima edizione dicembre 2018

Indice

Executive Summary	p.	9
L'evoluzione dell'industria elettrica:		
dalla liberalizzazione ad oggi.....	"	9
I drivers del cambiamento.....	"	9
L'eccellenza dell'industria elettrica italiana	"	11
Elettricità futura: la storia di un'integrazione di successo	"	13
Capitolo 1		
L'evoluzione dell'industria elettrica:		
dalla liberalizzazione ad oggi.....	"	17
Il lungo processo di liberalizzazione	"	17
Il cambiamento del paradigma industriale e tecnologico	"	19
Il grande sviluppo delle rinnovabili	"	23
L'evoluzione dei protagonisti dell'industria elettrica italiana ..	"	25
Capitolo 2		
I drivers del cambiamento.....	"	31
Le tendenze globali	"	31
Le politiche dell'Unione Europea.....	"	33
La Strategia Energetica Nazionale italiana al 2030	"	36
Il futuro della generazione da fonti fossili.....	"	40
Lo sviluppo della “generazione diffusa”.....	"	41

“Adeguatezza” del sistema elettrico nazionale e “sicurezza energetica”	p.	42
L’impatto delle tecnologie digitali.....	“	43
L’evoluzione del mercato: le nuove logiche di acquisto e vendita.....	“	45
Capitolo 3		
L’eccellenza dell’industria elettrica italiana	“	47
Ai primi posti nel sistema delle rinnovabili	“	47
La gestione ordinata della riduzione della generazione termoelettrica.....	“	53
L’evoluzione virtuosa delle tariffe.....	“	53
Un sistema di distribuzione tra i migliori nel mondo.....	“	54
Leader nell’efficienza energetica	“	56
Competenze eccellenti che vengono da lontano.....	“	57
Le strategie di crescita: nuovi business e internazionalizzazione	“	59
L’importante presenza dei fondi d’investimento.....	“	62
Capitolo 4		
Elettricità Futura: la storia di una integrazione di successo	“	65
Due mondi diversi in cerca di intesa	“	65
Il percorso virtuoso verso la fusione	“	67
Le sfide future 1 – come gestire il nuovo grande fabbisogno di FER.....	“	71
Le sfide future 2 – l’equilibrio tra anime diverse.....	“	75
Le sfide future 3 – l’ammodernamento delle reti.....	“	79
Le sfide future 4 – favorire l’innovazione del mercato	“	80
Appendice	“	85

Nella realizzazione di questo lavoro, ho beneficiato del fondamentale indirizzo e supporto di Elettricità Futura e della Fondazione Enel, segnatamente nelle persone di Simone Mori, Andrea Zaghi, Luigi Napoli e Carlo Papa. Ho anche beneficiato dell'intelligente collaborazione di Alfredo Valentino e Claudia Pongelli. Altrettanto importante è stata la disponibilità delle tante persone di massimo livello con le quali ho avuto la possibilità di discutere le varie tematiche affrontate e che sono citate nel testo.

A tutti loro va il mio profondo riconoscimento; ovviamente, non la responsabilità per quanto di inesatto o parziale possa essere stato scritto, responsabilità che rimane soltanto mia.

Executive Summary

L'EVOLUZIONE DELL'INDUSTRIA ELETTRICA: DALLA LIBERALIZZAZIONE AD OGGI

- Dall'inizio di questo secolo, l'industria elettrica italiana ha attraversato una profonda trasformazione industriale e in termini di competitività, per diversi aspetti ancora in atto.
- Oltre al radicale cambiamento della struttura industriale, conseguente alla liberalizzazione del settore, si è registrata una crescita molto intensa della produzione da fonti rinnovabili, che già nel 2015 è arrivata a coprire il 33,5% dei consumi, per un totale di quasi 110 TWh, anche oltre l'obiettivo dei 99TWh al 2020, fissato dal Piano di Azione Nazionale sulle Energie Rinnovabili.

I DRIVERS DEL CAMBIAMENTO

- Il cambiamento dell'industria elettrica nella direzione delle rinnovabili sta in effetti accadendo a livello mondiale dal 2007, quando la quota di elettricità mondiale generata da fonti rinnovabili era al 5%; è arrivata all'11% nel 2016 e ha superato il 12% nel 2017¹. In termini di capacità installata, la quota da rinnovabili è pari al 19%, rispetto a poco più del 17% nel 2016 e all'8% di una decina di anni fa.
- Del resto, lo sviluppo di energia *green* è un pilastro delle politiche industriali e ambientali dell'Unione Europea almeno dall'inizio del secolo, ulteriormente rafforzato in questi ultimi anni.

1. Cfr. *Global trends in renewable energy investment 2018*” - UN Environment Programme.

- Il “2030 Climate and Energy Framework”, emanato nel 2014, prevede obiettivi molto ambiziosi da conseguire entro il 2030: i) riduzione di almeno il 40% delle emissioni di gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990; ii) incremento dell’efficienza energetica di almeno il 27%; iii) raggiungimento di un livello di interconnessione pari al 15% della capacità elettrica installata.
- Nel novembre 2016, la Commissione Europea ha presentato il pacchetto di proposte legislative “Clean Energy for All Europeans”, finalizzato a fornire un chiaro riferimento istituzionale per la transizione verso l’energia pulita e a compiere un passo significativo verso la creazione dell’Unione Energetica Europea e di un mercato unico europeo dell’energia.
- Lo sviluppo delle rinnovabili ha favorito l’affermarsi di un modello produttivo basato su impianti di dimensioni relativamente piccoli e diffusi sul territorio, vicini ai consumatori finali; si tratta della così detta “generazione distribuita”. Mentre all’inizio del secolo gli impianti collegati alla rete erano nell’ordine di qualche migliaio, nel 2015 se ne contavano oltre 700.000, di cui circa 600.000 fotovoltaici.
- La crescita di impianti di produzione relativamente piccoli è un fenomeno generalizzato a livello internazionale: nel 2017, gli investimenti nel mondo in centrali fotovoltaiche di capacità inferiore ad 1 MW sono aumentati nell’ordine del 15%, per un valore di quasi 50 miliardi di dollari. In Italia, tuttavia, la produzione netta consumata “in loco” è solo tra il 20-25% del totale.
- La trasformazione energetica nella direzione della produzione da rinnovabili deve essere realizzata con modalità che garantiscano la complessiva affidabilità, flessibilità e resilienza del sistema.
- Anche il comparto elettrico è stato attraversato dalla rivoluzione digitale, in particolare lungo tre direttive fondamentali: la trasformazione della struttura di produzione e distribuzione secondo una logica di decentralizzazione e piccoli impianti; il potenziale coinvolgimento dell’acquirente finale nella “catena del valore”; il forte incremento dell’efficienza di gestione degli impianti, in relazione ai sistemi di monitoraggio, manutenzione e sorveglianza.
- Le tecnologie digitali applicate alle reti e l’elevata diffusione territoriale della generazione sono alla base della così detta “*demand response*”: l’utilizzatore finale (di adeguate dimensioni) è coinvolto nella stabilizzazione della rete. Per un verso, può ridurre i picchi di consumo

sulla base degli stimoli di prezzo; per altro verso, può fornire energia per il bilanciamento del sistema.

L'ECCELLENZA DELL'INDUSTRIA ELETTRICA ITALIANA

Ai primi posti nel sistema delle rinnovabili

- Le imprese italiane hanno saputo cogliere le opportunità offerte da questi cambiamenti; sono diventate leader nella produzione di elettricità da rinnovabili.
- Già nel 2015, la percentuale di energia rinnovabile sul totale del consumo finale era arrivata sopra al 17%, raggiungendo il target fissato dall'Unione Europea per il 2020.
- Nel 2016, l'Italia era al sesto posto al mondo e seconda in Europa per capacità installata di generazione da fonte rinnovabile (escluso idroelettrico), con un valore di circa 34 GW. La capacità complessiva, considerato anche l'idroelettrico, sale a circa 52 GW.

Un ottimo mix energetico

- L'eccellenza italiana nelle rinnovabili è determinata anche dalla notevole diversificazione delle fonti utilizzate, risultato di una specie di stratificazione avvenuta nel tempo.
- L'Italia ha un mix produttivo eccellente dal punto di vista ambientale, non solo per l'elevata presenza e diversificazione di rinnovabili, ma anche perché la seconda fonte più utilizzata è il gas, utilizzato in centrali realizzate in tempi recenti e tecnologicamente avanzate; del resto, già all'inizio di questo secolo iniziò la progressiva sostituzione degli impianti a olio, appunto, con quelli a gas.
- I dati del GSE evidenziano che nel 2016 oltre il 38% della produzione è da fonti rinnovabili, poco meno dello stesso valore da gas, il carbone segue con il 15%; le altre fonti fossili sono del tutto marginali. Nell'ultimo biennio, si è verificato un “fuel switching” virtuoso nell'ambito delle fonti tradizionali, con la produzione a carbone in costante diminuzione e l'incremento di quella a ciclo combinato del gas.

La gestione strutturata della riduzione della generazione termoelettrica

- Per attuare al meglio la transizione energetica occorre trovare modalità adeguate per dismettere la capacità “thermal” che non sia mas-

simamente efficiente e con adeguato impatto ambientale o non sia richiesta per ragioni di sicurezza del sistema.

- Farà probabilmente scuola e non solo in Italia il progetto promosso da Enel “Futur-e” che gestisce la chiusura di ben 23 centrali termoelettriche non efficienti, nella prospettiva di riqualificare siti industriali, trasformandoli in luoghi di sviluppo economico sostenibile per i territori ove sono collocati.

Una rete di distribuzione tra le migliori nel mondo

- La rapida diffusione dei consumi di elettricità prodotta da fonti rinnovabili è stata possibile anche grazie all'eccellenza della rete distributiva esistente nel paese, che ha saputo garantire la massima efficienza nella connessione degli utenti finali.
- Già all'inizio di questo secolo, Enel avviò un processo di digitalizzazione della rete oltre all'introduzione della prima generazione di “contatori intelligenti”; rapidamente, le altre società di distribuzione hanno attuato analoghi interventi sulle loro reti e intorno al 2005 tutta l'infrastruttura distributiva del paese era stata modernizzata.

Leader nell'efficienza energetica

- La cifra fortemente *green* del settore elettrico italiano sta anche nella sua efficienza complessiva. L'intensità energetica primaria² è inferiore di quasi il 20% a quella della media UE³.
- Secondo il “2018 International Energy Efficiency Scoreboard”, pubblicato ogni due anni dall'American Council for Energy Efficient Economy, l'Italia (insieme alla Germania) è al primo posto per efficienza energetica complessiva, tra i 25 paesi nel mondo maggiori consumatori di energia⁴.
- L'altra decisiva direttrice dell'evoluzione negli ultimi dieci – quindici anni dell'industria elettrica italiana è stata l'internazionalizzazio-

2. Cfr. <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/energia/efficienza-energetica>.
3. Utile precisare che le performance relative all'efficienza energetica sono determinate in modo significativo, ma non esclusivo, dagli assetti del sistema elettrico.
4. Sulla base di un ampio insieme di indicatori quali-quantitativi, Italia e Germania ottengono un punteggio totale di 75,5 su 100.

ne⁵: nel 2008, gli investimenti internazionali sono stati circa il 36% del totale, pari a poco di più di 2.000 MW; nel 2009, sono stati inferiori e da allora sono progressivamente cresciuti arrivando nel 2017 a quasi 11.000 MW, pari all'82% del totale dei nuovi investimenti, a seguito di ben 79 operazioni, per un valore stimato di € 9,7 miliardi.

L'importante presenza dei fondi d'investimento

- Il consolidamento del comparto delle rinnovabili, e in particolare del fotovoltaico, è avviato ormai dai primi anni di questo decennio; nel 2016 il numero delle operazioni di M&A ha superato quello dei nuovi progetti, con un valore delle operazioni di oltre 7 miliardi.

ELETTRICITÀ FUTURA: LA STORIA DI UN'INTEGRAZIONE DI SUCCESSO

- La fusione tra Assoelettrica e assoRinnovabili ha origine in una visione che i suoi artefici avevano piuttosto chiara già nei primi anni di questo decennio: la produzione di energia elettrica era destinata ad essere basata sulle rinnovabili (e anche in tempi relativamente rapidi). La vecchia contrapposizione tra termoelettrici e rinnovabili non aveva più senso, perché la transizione era ineluttabile ed andava a vantaggio di tutti gestirla insieme.
 - Intorno al 2015, le migliori premesse per creare un'unica grande Associazione di produttori di elettricità erano poste; in queste operazioni, i fattori d'inerzia sono però sempre forti. Occorreva qualcuno che attivasse il “colpo d'ala”.
 - Tutti i protagonisti riconoscono che quel qualcuno fu Enel, apertamente favorevole a quell'integrazione tra i due mondi della produzione elettrica che aveva già realizzato a casa propria.
 - Il 27 aprile 2017, nasceva formalmente Elettricità Futura: circa 700 imprese con 76.000 MW di potenza installata e 40.000 addetti, oltre a quasi 1,2 milioni di chilometri di linee; in sintesi, più del 70% dell'energia elettrica consumata in Italia.
-
5. I dati sull'internazionalizzazione sono tratti da: Althesis “L'evoluzione del settore elettrico tra nuovi modelli di business e policy nazionali” – IREX annual report, 2018 – sintesi dei risultati pag.7.

- La governance della nuova Associazione è stata progettata con l'esplicita volontà di massimizzare il coinvolgimento attivo e la rappresentatività di tutti gli attori coinvolti.

Le sfide future 1 – come gestire il nuovo grande fabbisogno di FER

- La questione essenziale è fare in modo che il mercato superi la logica di breve termine a cui è stato abituato in questi ultimi decenni, a favore di un approccio focalizzato sul lungo periodo.
- In questo senso, è ampiamente condivisa la necessità che anche nel nostro paese si definiscano chiaramente le condizioni di interesse generale rilevanti per i “purchase power agreements” (PPA), così da eliminare fattori di incertezza che limitino l'efficacia di tali contratti nella loro funzione di stabilizzazione dei flussi di cassa dei produttori e quindi di bancabilità dei nuovi investimenti.
- Occorre anche favorire un ulteriore salto tecnologico sul fronte dei sistemi di accumulo, le *smart grid* e la digitalizzazione dei piccoli impianti per introdurre efficaci meccanismi di controllo a distanza.
- Elettricità Futura dovrà accompagnare il processo di consolidamento ormai avviato in particolare nel comparto fotovoltaico. A tal fine, è necessario individuare, anche in collaborazione con il GSE, modalità adeguate per sanare le irregolarità amministrative più o meno rilevanti che hanno caratterizzato una parte non secondaria dei progetti realizzati nella fase “eroica” dello sviluppo dei piccoli impianti.
- La localizzazione degli impianti sul territorio è un altro tema cruciale, perché molti governi e stakeholder locali sono sensibili al consumo del suolo e al mantenimento della qualità del paesaggio esteso, e le produzioni da fonti rinnovabili sono caratterizzate da bassa densità di energia prodotta per unità di superficie necessaria.

Le sfide future 2 – l'equilibrio tra anime diverse

- Il mondo della produzione, della distribuzione e della vendita dell'energia elettrica deve potersi presentare in maniera unitaria, per proporre interventi e soluzioni condivise da tutti gli operatori. E questo è nell'interesse di tutti, delle aziende ma anche dei consumatori finali e delle stesse autorità di regolazione.
- Se da un lato, è chiaro agli stessi produttori termoelettrici che tutto lo sviluppo futuro dell'industria si gioca su investimenti e innovazione tecnologica nella generazione da rinnovabili e nell'efficienza ener-

getica; dall'altro, è altrettanto chiaro ai produttori da rinnovabili che la produzione termoelettrica avrà comunque un ruolo irrinunciabile ancora a lungo per garantire la necessaria sicurezza al sistema elettrico nel suo insieme, avendo sviluppato tecnologie che la rendono comunque efficace anche dal punto di vista ambientale.

- La questione è attualmente di particolare urgenza in relazione all'obiettivo, ormai molto vicino, di totale decarbonizzazione della produzione elettrica in Italia.
- In questa prospettiva, “Elettricità Futura è anche il luogo ideale dove condurre le valutazioni tecniche, economiche, organizzative per la migliore gestione della transizione energetica”, osserva Luca Valerio Camerano, nella sua qualità di Vice-Presidente dell'Associazione. Conoscenze e valutazioni basilari per le strategie delle imprese, e altrettanto preziose per i decisori istituzionali chiamati a stabilire le politiche di sviluppo del sistema elettrico del paese.
- La convergenza dei vari attori verso le rinnovabili non supera in sé le problematiche implicite di un settore che oggi è costituito da un grande campione internazionale, una dozzina di grandi aziende, una parte delle quali però con interessi al più interregionali, alcuni importanti attori finanziarie e poi una miriade di medie e piccole imprese.

Le sfide future 3: favorire l'innovazione del mercato

- È necessario accompagnare l'innovazione del mercato, intervenendo da un lato su un problema e dall'altro su un'opportunità. Il primo attiene ai rischi per il sistema derivanti dall'eccessiva frammentazione di una parte del mercato *retail*; la seconda riguarda le aspettative di sviluppo della partecipazione della domanda ai mercati, il così detto “*market response*”, con i vantaggi economici e di stabilizzazione della rete che ne derivano.
- Anche nel segmento *retail* occorre dunque trovare il giusto equilibrio tra abbattimento delle barriere all'entrata e mantenimento dell'affidabilità complessiva del sistema elettrico.
- L'opportunità su cui si dovrà lavorare è, invece, la partecipazione della domanda ai mercati: “*demand response*”. È essenziale creare le condizioni perché questa opportunità sia colta anche in Italia. Il nostro paese ha caratteristiche della domanda e di penetrazione FER che la rendono un mercato potenzialmente interessante per lo sviluppo del “*demand response*”. Occorre però intervenire sul quadro regolatorio.

Capitolo I

L’evoluzione dell’industria elettrica: dalla liberalizzazione ad oggi

IL LUNGO PROCESSO DI LIBERALIZZAZIONE

Nel corso degli anni ’90, in Europa, l’industria elettrica visse un processo di radicale trasformazione normativa e quindi industriale, organizzativa e di mercato. Fu la conseguenza del convincimento maturato tra i decisori politici, l’opinione pubblica e le imprese della inadeguatezza dei monopoli pubblici e della necessità di favorire la concorrenza.

La spinta dell’Unione Europea al cambiamento si articolò in tre tappe: la prima, con la direttiva n.96 del 1992 che avviò la liberalizzazione del settore della generazione di energia. Nel 2003 e nel 2009 altri due “pacchetti” di misure per attuare la separazione della generazione dalla trasmissione, la progressiva apertura alla concorrenza nei mercati all’ingrosso e *retail*. Poi, intorno al 2005, l’Europa avviò la politica, ancora in atto, di radicale trasformazione nella direzione della produzione da fonti rinnovabili.

Negli anni a cavallo del secolo, in seguito al radicale cambiamento del settore in senso concorrenziale, si avviò anche il processo di privatizzazione delle imprese elettriche, fino ad allora per lo più di proprietà statale o comunque pubblica. C’era una precisa visione di politica industriale alla base di questa rivoluzione: creare le condizioni per un forte impulso tecnologico e produttivo in una fase in cui in Europa la domanda di elettricità stava aumentando in modo consistente; al tempo stesso, favorire l’efficienza del sistema elettrico nell’interesse del consumatore. Naturalmente, la produzione ed erogazione di elettricità rimanevano un servizio di pubblica utilità, per cui vennero previste tutte le garanzie a favore delle aree geografiche svantaggiate e delle tipologie di clientela più vulnerabile.

In Italia, le disposizioni comunitarie per la liberalizzazione e apertura del mercato elettrico vennero recepite nel D.lgs n. 79 del 1999, che

all'art. 1 disponeva: "le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica sono libere nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico previsti. (...) Le attività di trasmissione e di spacciamento sono riservate allo Stato ed attribuite in concessione al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale. (...) le attività di distribuzione sono svolte in regime di concessione rilasciata dal Ministero dell'Industria, Commercio ed Artigianato". Poche righe che, disponendo la concorrenza nella generazione di elettricità e la separazione tra questa e le altre attività del sistema elettrico, ponevano fine a circa quarant'anni di monopolio verticalmente integrato affidato all'ENEL "Ente nazionale energia elettrica". L'art. 13 dello stesso decreto, inoltre, sanciva la trasformazione di quell'Ente (pubblico economico) in una holding composta da diverse società ognuna operante in un diverso comparto della filiera elettrica.

In particolare, per quanto riguardava la generazione, il decreto impose alla nuova Enel di ridurre nel tempo la sua quota ad una percentuale non superiore al 50% della produzione nazionale e di cedere non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva. Per rispettare tali vincoli, la nuova Società conferì parte dei propri impianti produttivi a tre così dette "GenCo" (Generation Company) che sarebbero state poi cedute ad investitori italiani ed esteri. Eurogen Spa, la più grande, venne acquistata nel 2002 da un gruppo di investitori sia industriali (Edison, AEM Milano, AEM Torino e Atel) che bancari (Unicredit, Interbanca e Royal Bank of Scotland) attraverso la società Edipower Spa in cui venne successivamente incorporata. Elettrogen Spa fu ceduta nel 2001 al consorzio formato dall'operatore elettrico spagnolo, Endesa, e da ASM Brescia. Infine, Interpower Spa fu acquistata nel 2003 dal consorzio con a capo Energia Italiana, Electrabel ed Acea. A seguito dell'apertura del mercato elettrico, entrarono in Italia anche i grandi gruppi internazionali, come EDF, E.ON., GDF Suez, Endesa. Il governo del tempo decise di promuovere in anticipo, in quanto avviato in gran parte d'Europa, la separazione della rete di trasmissione nazionale da Enel, in modo da garantire una gestione indipendente e soggetta al controllo pubblico di tale fondamentale infrastruttura.

La Legge 290/03 attribuì, quindi, a Terna la rete di trasmissione: 72.900 Km di linea elettrica in alta tensione (il primo operatore europeo per chilometri di linea); dopo un periodo transitorio, divenne di proprietà statale e successivamente quotata, pur rimanendo la maggioranza delle azioni nel controllo dello Stato italiano.

La distribuzione è stata regolata attraverso l'istituto della concessione su base comunale. Enel dovette cedere le proprie reti di distribuzione nei grandi centri urbani, dove si trovava in competizione con "utility" locali. Nonostante questa misura, tuttavia, su scala nazionale, l'offerta è rimasta molto concentrata con il Gruppo Enel che, in regime di unbundling regolario, attraverso la sua controllata oggi denominata e-distribuzione, detiene oltre l'80% del mercato.

Infine, la vendita di elettricità, che ha vissuto un processo di liberalizzazione graduale. All'inizio, infatti, l'accesso al mercato libero ha riguardato solo le grandi industrie "energivore", i cosiddetti "clienti idonei"⁶. Nel tempo, è stata progressivamente abbassata la soglia di consumo per ampliare la rosa dei clienti idonei, passando dai 30 GWh al momento del decreto "Bersani", fino a 9 GWh nel 2002. Dal 2004, l'accesso al mercato libero è stato teoricamente aperto a tutti i "soggetti Iva", e dal 2007, anche ai clienti domestici. Oggi, la quota di clienti domestici riforniti in regime di maggior tutela è ancora molto elevata, ma in progressiva riduzione: nel 2012 era al 76% (in termini di energia) e nel 2015 era scesa al 67%. Stessa tendenza per le utenze connesse in Bassa Tensione per altri usi (soprattutto piccole imprese), con un valore già relativamente contenuto al 26%.

IL CAMBIAMENTO DEL PARADIGMA INDUSTRIALE E TECNOLOGICO

Fino all'inizio degli anni '90 dello scorso secolo, l'industria elettrica era caratterizzata da elevate economie di scala a livello di impianto e tecnologie che richiedevano l'integrazione tra generazione dell'energia, trasmissione e servizi ai clienti finali. Questo assetto unitamente alla strategicità del settore, determinò in tutti i paesi europei la centralità di monopoli integrati affidati a società pubbliche (come in Francia, Italia e nei paesi scandinavi) o ad autorità locali (in Germania e Olanda). Nell'ultimo decennio del novecento, l'evoluzione tecnologica, in particolare nell'IT, iniziò a rendere possibile l'utilizzo di meccanismi di mercato per coordinare la

6. I clienti "idonei" distinti da quelli "vincolati", cioè "il cliente finale che, non rientrando nella categoria dei clienti idonei, è legittimato a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale dove è localizzata l'utenza".

TABELLA I. CONTRIBUTO DEI MAGGIORI GRUPPI ALLA PRODUZIONE LORDA
DI ELETTRICITÀ IN ITALIA DAL 2006 AL 2015 (DATI IN PERCENTUALE)

SOCIETÀ	2006	2007	2008	2009
ENEL	34,9	31,7	31,7	30,1
ENI	9,3	9,7	8,6	9,6
EDISON	13,1	13,5	11,8	10,9
GDF SUEZ (*)	1,8	1,5	1,5	1,6
CZECH GAS HOLDING				
A2A			2,5	3,9
IREN				
EDIPOWER	8,3	8,1	7,8	6,8
AXPO GROUP				2,2
ERG	1,7	1,6		
E.ON	9,1	8,1	6,9	6,5
TIRRENO POWER	4,0	3,9	4,2	3,5
AEM MILANO	1,6	1,6		
ALTRI PRODUTTORI	15,9	20,5	25	24,8

(*) fino al 2009 era Electrab

Fonte: Elaborazione da dati ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente).

generazione di energia, con il suo trasporto ottimale, rispetto alle esigenze puntuali della domanda, ottimizzando l'utilizzo della capacità disponibile e le condizioni di sicurezza complessiva. La struttura industriale cambiò radicalmente: da un comparto verticalmente integrato e affidato ad un monopolista, alla separazione del business della generazione da quel-

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	27,8	26,2	25,1	25,1	27,0	25,7
	9,8	9,3	9,4	8,5V	8,2	8,6
	10,7	8,3	7,1	5,9	6,0	6,4
	???	3,1	3,5	2,9	2,7	3,2
						3,1
	3,8	3,5	3,1	3,1	3,0	3,0
			2,2	3,1	2,4	2,9
		4,8	3,8	2,2	2,1	2,4
	2,2		2,8			2,4
	2,5	2,5	2,8	3,1	2,4	2,1
	5,5	5,2	4,3	4,5	3,6	
	3,6	3,7	3,1	2,7	1,8	
	28,8	33,4	35,7	39,0	40,9	40,3

lo della trasmissione e della distribuzione. Inoltre, la liberalizzazione dei mercati costrinse gli ex “campioni nazionali” dell’industria elettrica a cercare un nuovo futuro. Le posizioni consolidate a casa propria non erano più così sicure, d’altro canto, si apriva una stagione per grandi operazioni internazionali.

In Italia, gli anni successivi alla liberalizzazione del mercato furono caratterizzati da una sostenuta crescita della domanda elettrica senza un contestuale adeguato incremento dell'offerta di capacità di generazione. Per superare le problematiche derivanti da tale situazione e garantire la sicurezza del sistema elettrico venne emanata la L. 55/2002, che prevedeva un iter accelerato per la realizzazione di nuovi impianti termoelettrici di potenza superiore a 300 MWt tramite il rilascio di un'autorizzazione unica da parte del Ministero delle Attività Produttive (attuale Ministero dello Sviluppo Economico). Tale provvedimento ha determinato nel corso degli anni successivi, dal 2003 al 2012, l'entrata in esercizio commerciale di circa 23.700 MWe di potenza, in gran parte a ciclo combinato a gas.

In seguito, le cose non andarono come si pensava: l'obiettivo di consumare energia "pulita" divenne rapidamente prioritario e anche il senso della sua urgenza; sulla questione, i governi nazionali adottarono rapidamente una linea interventista, per favorire in tutti i modi lo sviluppo rapido e massiccio della produzione da fonti rinnovabili. In Europa, insieme con la Germania, il nostro paese fu il più deciso su questa linea: adottò un meccanismo di forte incentivazione, con lo scopo di far crescere la capacità produttiva da fonti rinnovabili in modo massiccio e il più in fretta possibile. Il forte aumento della produzione da fonte rinnovabili, unita alla riduzione della domanda elettrica determinata dalla crisi economica mondiale scoppiata nell'autunno del 2007, causò una situazione di eccesso di offerta a danno della generazione termoelettrica, spiazzata dalle fonti rinnovabili. Per altro, i governi nazionali poco fecero per attutire il colpo; la produzione da fonti "fossili", aveva perso appeal, e non trovava grande sostegno politico, nonostante il suo peso economico ed occupazionale fosse ancora estremamente rilevante.

A partire dalla seconda metà dello scorso decennio, il settore elettrico visse dunque una profonda trasformazione, evidente ad esempio nell'evoluzione delle quote di produzione lorda. In Italia, l'ex monopolista, che già dall'inizio del secolo aveva subito un forte ridimensionamento, ridusse ulteriormente il suo peso, arrivando a circa un quarto del totale; nessuno degli altri grandi produttori crebbe in maniera significativa, ed anzi Edison dimezzò la sua presenza mentre altri, come Edipower e TirrenoPower, subirono un forte ridimensionamento. E.ON, invece, uscì dal mercato. Per converso, nello stesso periodo, gli "altri produttori" passarono da meno del 16% ad oltre il 40%: si trattava del variegato insieme delle nuove imprese impegnate nella produzione da fonti rinnovabili.

IL GRANDE SVILUPPO DELLE RINNOVABILI

La produzione da fonti rinnovabili ha registrato una crescita molto forte a partire dai primi anni del secolo, arrivando nel 2015 a coprire il 33,5% dei consumi, per un totale di quasi 110 TWh, superando l'obiettivo dei 99TWh al 2020, fissato dal Piano di Azione Nazionale sulle Energie Rinnovabili.

È noto che questa crescita così rapida e intensa è stata determinata da una politica di incentivi raramente osservata in altri settori, che ha avuto anche i suoi lati deboli: ha determinato una nascita piuttosto disordinata di nuove attività produttive, non di rado poco dotate di reali competenze tecniche e imprenditoriali; ha comportato un aumento significativo dei costi per l'energia elettrica negli altri compatti produttivi; ha generato una sorta di bulimia di impianti: tanto per dare un'idea, solo nel 2011, vennero installati 9GW di fotovoltaico distribuiti in oltre mille strutture. Pur con questi limiti, l'obiettivo di dotare il paese in tempi rapidi di una consistente infrastruttura di generazione da rinnovabili venne raggiunto: considerando la sola produzione elettrica domestica⁷, in Italia, circa il 39% della generazione linda di energia elettrica proviene da fonti rinnovabili, mentre in Germania circa il 30%, nel Regno Unito il 26% e in Francia il 16%. Non va dimenticato che questo obiettivo non aveva solo valenza ambientale. Esso favoriva, infatti, anche la riduzione della “bolletta energetica”, il costo, salato, delle importazioni delle materie prime in passato prevalentemente utilizzate per la generazione di elettricità, oltre a quantomeno attutire i possibili rischi connessi alle relazioni con i paesi esportatori. Infatti, dal 2010, la dipendenza del nostro paese dalle fonti di approvvigionamento estere ha continuato a ridursi⁸.

Già dopo alcuni anni dal suo avvio, il comparto delle rinnovabili era molto eterogeneo: oltre alle molte centinaia di nuovi imprenditori di varia provenienza (gran parte dei quali hanno poi passato la mano nel giro di pochi anni), vi erano alcune aziende antesignane delle produzioni *green* che avevano già sviluppato competenze anche a livello internazionale; alcuni grandi nomi del capitalismo familiare che trovarono nelle rinnovabili l'opportunità di diversificare dai propri settori di origine dove ma-

7. Quindi, escludendo il saldo netto tra importazione ed esportazione di energia elettrica.
8. Al 2016, si stima una riduzione di circa l'8% rispetto al decennio precedente.

gari avevano perso posizione. Non da ultimi, alcuni tra i grandi termoelettrici che avevano intuito l'opportunità, e in prospettiva, anche la necessità di una presenza consistente nel comparto delle rinnovabili. Infatti, in tutti i comparti ad eccezione del fotovoltaico, la parte prevalente della produzione era realizzata da imprese che venivano appunto dal termoelettrico.

Del resto, già nel 2006, Enzo Gatta, esponente di spicco di una grande azienda termoelettrica dichiarava come presidente di Assoelettrica “un più rapido e incisivo sviluppo delle fonti rinnovabili rappresenta condizione necessaria, anche se non sufficiente, per riequilibrare il mix di generazione (...) un ruolo importante può essere assicurato anche agli investimenti volti a migliorare l'efficienza energetica”. E qualche anno più tardi, dallo stesso pulpito dell'assemblea associativa: “occorre ridisegnare il mix delle fonti primarie; il mix oggi utilizzato è ancora troppo squilibrato verso le fonti fossili. La scelta di investire soprattutto nei cicli combinati a gas naturale è stata necessaria se non obbligata. Per il futuro si impongono rotte diverse”. Un pensiero che la dice lunga sulla attenzione che i produttori “tradizionali” ebbero fin dall'inizio verso le rinnovabili.

Dal 2012 in poi, da quando cioè i meccanismi incentivanti vennero progressivamente ridotti, il comparto delle rinnovabili ha iniziato una fase al tempo stesso di concentrazione e di apertura internazionale. Nel 2017, i primi venti operatori per potenza FER installata coprivano circa il 54% della capacità da fonti rinnovabili in Italia. La concentrazione è però molto diversa a seconda delle tipologie di produttori: sempre nel 2017, nell'eolico, le prime 10 imprese disponevano del 62% della potenza; al contrario, nel fotovoltaico, i primi dieci arrivavano a circa il 26% del totale. Nei prossimi anni, è probabile che i vantaggi della dimensione (efficienza produttiva, maggiore potere contrattuale, capacità finanziaria) determineranno un ulteriore consolidamento del comparto delle rinnovabili. Del resto, sempre nel 2017, si stima che i primi dieci operatori per MW acquisiti sul mercato secondario italiano abbiano raccolto il 75% della potenza complessiva venduta.

Allo stesso tempo, le rinnovabili hanno iniziato il percorso virtuoso dello sviluppo basato sull'efficienza. La forte crescita degli investimenti nelle rinnovabili e l'innovazione tecnologica hanno favorito la progressiva diminuzione dei costi di generazione dell'energia (*LCOE – levelized cost of energy*). Nel 2017, nei paesi UE, il valore medio del LCOE per l'Eolico è stato pari a 44,2 €/MWh, in diminuzione di circa il 2,5% rispetto all'anno precedente. Questa situazione è però piuttosto differenziata: in Italia, ad

esempio, la riduzione è stata addirittura di quasi l'11%. Rispetto alla diminuzione dei costi, i ricavi (espressi in termini di LEOE—*levelized earnings of energy*) hanno mostrato segnali di inversione della tendenza degli anni precedenti in cui i prezzi elettrici all'ingrosso sono stati in costante discesa. Il confronto tra costi e ricavi mostra che l'eolico ha ancora una buona profitabilità anche in Europa. Anche il fotovoltaico mostra un LCOE in diminuzione rispetto al 2016 (di circa il 17% a livello aggregato europeo); in questo comparto, però anche il LEOE è diminuito (di circa il 5% rispetto al 2016) soprattutto a seguito della revisione delle politiche di sostegno. In entrambi i casi, il costo del capitale assume dunque una rilevanza fondamentale per la sostenibilità economica di nuovi investimenti produttivi.

Va sottolineato che la dinamica positiva di costi e ricavi riguarda gli impianti di “grande taglia”; del resto, esiste un forte gap di costo tra impianti di dimensioni diverse: i costi unitari di quelli di maggiori dimensioni sono notevolmente inferiori di quelli degli impianti relativamente piccoli. Appare molto probabile che tale differenza, pur attenuandosi, rimarrà piuttosto significativa almeno nel medio termine. Si prevede infatti che il costo di generazione per gli impianti rinnovabili di dimensioni relativamente grandi sia inferiore a quello delle centrali alimentate da fonti fossili. Ulteriori riduzioni di costo sono attese fino al 2030.

L'EVOLUZIONE DEI PROTAGONISTI DELL'INDUSTRIA ELETTRICA ITALIANA

L'evoluzione dell'industria elettrica italiana di questi ultimi venti anni è stata inevitabilmente influenzata dai radicali cambiamenti del Gruppo Enel; del resto, il “big bang” del 1999 riguardò essenzialmente proprio quella che allora era una tra le principali così dette “aziende di Stato”. La frantumazione del suo assetto produttivo, insieme al doppio salto mortale da ente pubblico economico a società per azioni quotata, costrinse ad un totale ripensamento della propria missione, con il vantaggio però di disporre delle risorse finanziarie per percorrere qualsiasi nuova traiettoria strategica. Con licenza fisica, accadde “un'esplosione della materia che generò un'enorme energia potenziale”.

Nella prima fase della sua nuova storia, all'inizio del secolo, Enel seguì il modello della diversificazione correlata; puntò a diventare una “*multiutility*”, allineandosi a diverse esperienze di successo sia all'estero sia

in Italia, tra le principali protagoniste della distribuzione elettrica nelle grandi città. Due motivi essenziali spingevano in quella direzione: nel gas e nell'acqua alcune delle competenze gestionali chiave non erano troppo distanti da quelle dell'elettricità; si intravedevano possibili sinergie di mercato, e la frammentazione allora esistente nei due comparti determinava buone opportunità per l'entrata di un grande operatore. Erano anche gli anni d'oro della telefonia mobile. Il mercato era talmente dinamico che c'era ampio spazio per un *newcomer*, se in grado di affrontare investimenti consistenti; nel 2001, quando acquisì Infostrada, il Gruppo Enel arrivò ad avere 24 milioni di clienti TLC. Quella stagione, tuttavia, si concluse abbastanza rapidamente; simbolicamente nel 2005, con l'avvio della cessione di Wind. Per Enel si trattava di "ripartire dal via": nel settore elettrico, nel frattempo divenuto a tutti gli effetti internazionale; nella posizione di leader nel proprio mercato nazionale, ma di dimensioni contenute su scala globale, anche se con il suo potenziale di crescita ancora in gran parte intatto.

Il management chiamato a gestire la nuova fase ebbe una visione precisa: focalizzazione nel business originario della generazione e distribuzione di elettricità, e crescita a livello internazionale. Tra il 2005 e il 2007 vennero realizzate alcune prime operazioni soprattutto in Europa orientale. Il grande salto fu l'acquisizione, avviata nel 2007, della spagnola Endesa, la prima società elettrica spagnola. Fu una operazione molto complessa, tanto che venne completata solo due anni dopo, ma fondamentale: Enel non solo raggiungeva una leadership in un altro grande paese europeo; soprattutto, acquisiva un accesso importante nei mercati chiave dell'America del Sud, dove nessuno tra i grandi operatori mondiali era presente in maniera significativa. Fu anche una notevole operazione di diplomazia economica, perché mai un gruppo italiano era riuscito a vincere le barriere poste dai governi nazionali a protezione dei propri "campioni" nei settori di interesse pubblico. Da allora, il progresso della presenza internazionale di Enel è stato sistematico sul piano sia dell'estensione geografica sia dell'entità degli investimenti e sia dell'articolazione organizzativa. L'altro grande fattore di sviluppo del Gruppo Enel furono proprio le rinnovabili. *Nel 2010, venne quotata Enel Green Power con una capacità installata di circa 6 GW; Enel Green Power ha consentito ad Enel di recuperare il grave ritardo accumulato nello sviluppo delle rinnovabili sino al 2010 e di diventare in pochi anni il più grande player in quello che negli stessi anni è diventato un business globale molto grande e molto competitivo. A fine 2017, la Società (nel frattempo riportata all'interno*

del Gruppo) vantava circa 40 GW di capacità gestita, su circa 1.200 impianti operativi e con circa due terzi di capacità nel “large hydro”, un po’ meno di un quarto, eolico, e poi solare, e in misura inferiore, geotermico e biomasse.

Lo sviluppo del settore elettrico nel nostro paese è andato ben oltre la pur significativa evoluzione di Enel; dalla fine del secolo nuovi protagonisti si sono affermati. Innanzitutto, i leader internazionali che entrarono in Italia all’indomani della liberalizzazione: nel 2012, EDF acquisì la gloriosa Edison, la più antica società elettrica italiana, divenuto un operatore integrato. Nell’alveo del Gruppo francese, la società ha ripreso a crescere: nel 2017 ha prodotto quasi 20 TWh di elettricità, corrispondenti al 7% del totale nazionale, di cui circa il 16% da rinnovabili (soprattutto idroelettrico). La strategia per i prossimi anni è ambiziosa, centrata su tre assi: un deciso incremento (nell’ordine del 40% rispetto alla situazione attuale) della produzione da rinnovabili, con un mix di idroelettrico (anche di piccola taglia), eolico e fotovoltaico; la valorizzazione della generazione a ciclo combinato a gas, ad integrazione e stabilizzazione dell’offerta da rinnovabili, essenziale per l’obiettivo nazionale di uscita dal carbone. Infine, un ingente ampliamento del parco clienti (nell’ordine di tre volte il numero attuale), attraverso la proposta di molti servizi innovativi. Sempre nei primi anni di questo decennio, arrivò anche l’altro grande produttore francese: allora si chiamava GDF-Suez, oggi, Engie che ha raggiunto una capacità elettrica installata di 3,6 GW, e una quota importante da rinnovabili, per le quali è stata creata una società specifica (Engie Rinnovabili).

Sul fronte delle imprese di origine italiana, ENI ha storicamente avuto un ruolo significativo anche nell’elettricità. Il principale Gruppo energetico nazionale è stato a lungo il secondo produttore da cogenerazione in Italia, sfruttando l’opportunità rappresentata dai grandi impianti petrolchimici. Oggi, produce energia elettrica e a vapore attraverso la sua controllata ENI power che gestisce cinque centrali termoelettriche e una di cogenerazione; con il 4,6% del totale è al quinto posto in Italia per capacità attiva dispacciata. Nell’ambito della corporate, è stata creata la direzione “Energy solutions” con l’obiettivo di “migliorare le condizioni di accesso all’energia nei paesi in cui operiamo e garantire il massimo contributo a ridurre le emissioni di gas climalternativi”⁹. In particolare, secondo

9. Cfr. https://www.eni.com/it_IT/attivita/new-energy-solutions.page.

le parole dell'amministratore delegato del Gruppo, Claudio Descalzi¹⁰: “abbiamo una chiara strategia di de-carbonizzazione che si fonda su 4 principali driver: la riduzione delle emissioni dirette di gas climalteranti, in tutte le nostre attività, un portafoglio a basso costo e a basso contenuto carbonico, lo sviluppo di progetti nell'ambito delle rinnovabili, e l'investimento nell'R&D”. Per quanto riguarda le rinnovabili, il piano 2018 – 2021 prevede investimenti di 1,2 miliardi di Euro per installare 1GW di potenza. A livello internazionale, sono anche stati chiusi alcuni accordi per lo sviluppo di impianti di produzione da rinnovabili, con i governi dei paesi in cui ENI opera nelle altre linee di business. Nel 2017, il Gruppo ha ulteriormente strutturato la sua presenza nell'elettricità con la creazione di “ENI gas e luce”, per sviluppare la presenza nel mercato *retail* e business, integrando luce, gas e efficientamento energetico. Anche se l'Italia è per ora il mercato di gran lunga più rilevante (con otto dei circa nove milioni di clienti totali), l'azienda ha una presenza significativa anche in Francia, Slovenia e Grecia.

Tra i protagonisti “*second tier*” c'è Sorgenia che, pur in seguito ad una fase di crisi, è oggi un ottimo esempio dell'interesse del sistema finanziario verso il business dell'energia elettrica. Si definisce “la prima impresa italiana ‘non-incumbent’ nel mercato libero dell'energia”, operando in tutti i segmenti della catena di fornitura dell'energia che sono stati deregolamentati (oltre che nell'acquisto e vendita di gas) ed avendo raggiunto nel 2017 il 2,2% della produzione totale di energia, in crescita del 50% rispetto all'anno precedente. Il business model è caratterizzato dall'integrazione tra produzione e vendita di elettricità, con una forte “identità digitale”. In questi anni, l'azienda ha investito moltissimo nelle IT con l'obiettivo strategico di avere relazioni dirette con i propri clienti interamente gestibili su internet; il posizionamento è molto chiaro: Sorgenia intende essere una “*digital energy company*”. A questo, si aggiunge la precisa volontà di aumentare la produzione da rinnovabili, con un programma di crescita dagli attuali circa 110 TWh a oltre 180 TWh nel 2030.

Poi, c'è il gruppo delle grandi *multiutility* operanti su scala nazionale o almeno interregionale: A2A, Hera, Acea e Iren. Soprattutto la prima, nata dalla fusione di due tra le più antiche società elettriche in Italia, e oggi con un portafoglio caratterizzato da un forte peso di generazione di elettricità e trading. Dopo Enel e il GSE (che naturalmente ha ruolo

10. https://www.eni.com/it_IT/attivita/new-energy-solutions.page.

e funzione istituzionali)¹¹, la *multiutility* lombarda è al terzo posto per capacità attiva dispacciata in Italia¹² con oltre il 9% del totale; e ha un modello di business centrato sull'integrazione di generazione (in misura crescente da fonti rinnovabili), distribuzione, concentrata in alcune grandi aree urbane, e trading.

Infine, sono significativi due casi, abbastanza simili, che ben testimoniano quella imprenditorialità italiana caratterizzata da resilienza e capacità di trasformazione: ERG e Falck¹³: protagonisti del capitalismo del novecento; in settori centrali della “*old economy*”; non cresciuti abbastanza per poter affrontare la globalizzazione degli ultimi decenni dello scorso secolo, ma che, nell'arco di un decennio circa hanno saputo completamente riconfigurarsi, diventando attori significativi dell'energia *green* (dopo aver scontato le tipiche difficoltà dei *newcomers*). Tra le grandi famiglie imprenditoriali italiane, c'è anche la bolognese Maccaferri, che pur non avendo abbandonato i business di origine, ha in questi anni attuato una significativa diversificazione appunto nelle rinnovabili.

La completa trasformazione di ERG da primario operatore petrolifero italiano a primario operatore indipendente nel mercato dell'energia elettrica da fonti rinnovabili”¹⁴, rappresenta probabilmente un caso unico almeno in Europa, non da ultimo perché di completo successo in termini di creazione di valore anche economico. Fondata nel 1938, per i primi settant'anni della sua vita, l'azienda aveva operato con buon successo nel petrolifero; negli anni '80 dello scorso secolo disponeva anche di una rete distributiva di carburanti ben radicata in diverse aree del nostro paese. Nei primi anni del nuovo secolo, la famiglia Garrone comprese che nel petrolifero solo i giganti globali sarebbero stati in grado di far fronte alle crescenti complessità tecnologiche, di mercato e finanziarie. Nel 2008, nello stesso anno in cui concluse un accordo strategico appunto con uno dei leader mondiali, la russa Lukoil, avviò il processo di trasformazione produttiva verso le rinnovabili, completamente concluso proprio nel 2018 con numeri davvero significativi: circa 3,6 miliardi di disinvestimenti (tra raffinerie, rete distributiva e altre attività connesse al petrolio), a cui han-

11. Utile considerare che gran parte dell'elettricità dispacciata dal GSE (al secondo posto con poco più del 13%) è prodotta da impianti rinnovabili di piccole dimensioni, non programmabili.

12. Il dato è riferito alla metà del 2017.

13. Citati in ordine alfabetico.

14. Cfr. <https://www.erg.eu/it/chi-siamo/ci-presentiamo>.

no corrisposto, nello stesso periodo, circa 4,3 miliardi di investimenti in generazione elettrica da rinnovabili e gas. Pur con un mix produttivo ben diversificato, l'azienda ha perseguito una precisa focalizzazione nell'eolico, per la sua dimensione maggiormente “industriale”, rispetto al fotovoltaico. È attualmente¹⁵ il primo operatore in Italia con oltre 3.600 GWh di produzione (su una produzione totale di energia elettrica intorno a 7.200 GWh), e tra i primi in Europa con produzione distribuita tra Germania, UK, Polonia, e altri paesi dell'Europa orientale. Nella fase iniziale, la strategia di entrare nelle rinnovabili rispondeva alla logica della diversificazione, considerata l'elevata rischiosità dell'oil e allo stesso tempo la robusta redditività offerta in quegli anni dalle rinnovabili. Le prime operazioni ebbero un andamento contrastato; tuttavia, già all'inizio di questo decennio, ERG era a tutti gli effetti diventato uno dei protagonisti nelle rinnovabili, forte sia di notevole capacità finanziaria, sia di notevoli competenze tecnico-manageriali, maturate in decenni di presenza in un'industria molto complessa come quella petrolifera.

Anche la storia di Falck è emblematica. Negli anni '80, il Gruppo non riuscì a reggere la crisi da sovra capacità produttiva che si determinò nell'acciaio in Europa occidentale. Le acciaierie Falck erano però un tipico esempio di industria “energivora” che fin dagli inizi aveva sviluppato una propria capacità di generazione elettrica; da fonti rinnovabili per giunta, perché per stabilimenti produttivi collocati nell'arco del Novecento in Lombardia settentrionale era più che naturale utilizzare energia idroelettrica. Dunque, esisteva un nucleo produttivo e di competenze nella produzione di elettricità, e da lì si ripartì. I venti anni a cavallo del secolo furono articolati e complessi: il definitivo abbandono dell'acciaio e anche della produzione idroelettrica; al loro posto, in primo luogo, eolico, poi biomasse; successivamente, le iniziative nel “waste to energy” e nei servizi per la gestione degli asset produttivi. Un cambiamento sancito nel 2010 con il consolidamento di tutte le attività legate alle rinnovabili nella “Falck Renewables”, da allora, la costante crescita della capacità installata, arrivata nel 2017 a 913 MW e di produzione di elettricità che sempre nel 2017 ha superato i 2.000 GWh.

15. I dati sono riferiti al 2017.

Capitolo 2

I drivers del cambiamento

LE TENDENZE GLOBALI

In gran parte del mondo, l'industria elettrica (più in generale, tutto il comparto energetico) sta attraversando un profondo cambiamento determinato da due leve fondamentali. Da un lato, le politiche volte a contrastare il cambiamento climatico, ormai prioritarie (o quasi) nell'agenda di tutti i governi, e dall'altro le innovazioni tecnologiche che stanno radicalmente modificando il modo in cui l'elettricità è prodotta, distribuita e consumata. L'imperativo del drastico abbattimento delle emissioni inquinanti è ovviamente la leva primaria di cambiamento globale del “fuel mix” a vantaggio delle rinnovabili. Negli ultimi dieci anni circa, questa evoluzione ha subito una accelerazione: a livello globale la quota di elettricità generata da fonti rinnovabili è passata dal 5% del 2007 all'11% del 2016, superando quota 12% nel 2017¹⁶. In termini di capacità installata, le rinnovabili rappresentano oggi circa il 19%, rispetto a poco più del 17% nel 2016 e all'8% di circa dieci anni fa. Gli investimenti globali nelle energie rinnovabili sono aumentati del 2% nel 2017 raggiungendo 279,8 miliardi di dollari. Infine, nel biennio 2016 e 2017 circa il 60% dell'incremento di capacità installata nel mondo è derivato dall'aumento di rinnovabili; nel 2017, in Europa, si stima che oltre l'80% dei nuovi impianti di generazione sono stati da fonti rinnovabili, realizzati in misura rilevante dai grandi gruppi energetici.

Nel 2016, secondo i dati IRENA, la Cina è di gran lunga al primo posto per capacità di generazione da FER installata (idro esclusa), con 258

¹⁶. Cfr. *Global trends in renewable energy investment 2018*” - UN Environment Programme.

GW; nello stesso anno, si stima che in quel paese sia stata installata oltre il 40% della nuova capacità di generazione da FER. Nel solo fotovoltaico sono stati installati 53 GW con un investimento pari a 86,5 miliardi di dollari; di questi, quasi venti hanno riguardato piccoli impianti (capacità inferiore a 1 MW), nella logica dello sviluppo della capacità distribuita. Gli Stati Uniti sono al secondo posto nel mondo, ma si fermano a 145 GW; gli investimenti in produzione elettrica da rinnovabili sono arrivati a 40,5 miliardi di dollari, in calo del 6% rispetto all'anno precedente. Valore analogo ha registrato l'Europa (40,9 miliardi di dollari), ma con forti contrazioni nel Regno Unito (-65%) e Germania (-35%). Oggi gli investimenti europei in rinnovabili sono il 17% circa di quelli mondiali, mentre sei anni fa erano quasi il 50%. L'India è un altro gigante della produzione da rinnovabili, con 47 GW di capacità e una serie di target molto ambiziosi fissati dal governo nazionale anche sul fronte dell'elettrificazione e dell'efficienza. Comparando economie emergenti (tra cui Cina, Brasile e India) e in via di sviluppo ed economie avanzate, si osserva che le prime hanno destinato 177 miliardi di dollari alle rinnovabili nel 2017 rispetto ai 103 miliardi di dollari delle seconde¹⁷. Del resto, è dal 2015 che gli investimenti in generazione da rinnovabili nei paesi emergenti sono superiori a quelli delle economie sviluppate.

La centralità assunta dalle fonti rinnovabili ha determinato un cambiamento radicale del modello di business di molte tra le principali compagnie elettriche del mondo. Tra il 2010 e il 2016, la quota complessiva di potenza installata da FER delle principali compagnie europee è passata dal 27% al 34%; il 67% del totale è determinato dall'idroelettrico, anche se il peso dell'eolico è cresciuto del 110%. Circa metà della capacità di generazione gestita da Enel è rappresentata da rinnovabili, vantando un primato a livello mondiale per quanto riguarda i tassi di crescita ed una posizione di leadership tra le più grandi utilities europee; tra quelle di dimensione media, spiccano i casi dell'austriaca Verbund con circa il 90% (su una potenza totale di 9,7 MW) e della norvegese Strakraft, con l'85% (su un totale di 17,4 MW). Sul piano delle tendenze attese, EDF dichiara nel suo piano strategico al 2030 di voler passare dagli attuali 28 GW di capacità da *renewables* ad oltre 50 GW in meno di 15 anni.

17. Global trends in renewable energy investment 2018" - UN Environment Programme.

LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA

Lo sviluppo di energia *green* è un'architrave delle politiche industriali e ambientali dell'Unione Europea almeno dall'inizio del secolo, ulteriormente rafforzato in questi ultimi anni.

La svolta rilevante a favore delle rinnovabili venne dalla direttiva del 2009 in cui si stabiliva l'obiettivo da raggiungere entro il 2020 di una quota pari al 20% del fabbisogno energetico generato da fonti rinnovabili. Sempre nel 2009 altri importanti obiettivi in materia di clima ed energia vennero fissati nel “2020 Climate and Energy Package”. Oltre a ribadire il target da conseguire con riferimento all'energia rinnovabile, esso prevedeva una serie di norme vincolanti volte a garantire il raggiungimento nell'insieme dei paesi UE dei seguenti obiettivi: i) riduzione del 20% di emissioni di gas ad effetto serra rispetto ai livelli del 1990; ii) incremento di efficienza energetica del 20%; iii) raggiungimento di un livello di interconnessione pari al 10% della capacità elettrica installata (ovvero ogni paese dovrebbe disporre di cavi elettrici che consentano di trasportare almeno il 10% dell'elettricità prodotta dalle sue centrali elettriche verso i paesi limitrofi).

Nel 2014, venne emanato il “2030 Climate and Energy Framework”, con obiettivi ancora più ambiziosi da conseguire entro il 2030: i) riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990; ii) incremento di efficienza energetica di almeno il 27%; iii) raggiungimento di un livello di interconnessione pari al 15% della capacità elettrica installata.

Infine, nel novembre 2016, la Commissione Europea ha presentato il pacchetto di proposte legislative “Clean Energy for All Europeans” finalizzato a fornire un chiaro riferimento istituzionale per la transizione verso l'energia pulita, e a compiere un passo significativo verso la creazione dell'Unione Energetica Europea e di un mercato unico europeo dell'energia. Il documento fissava tre linee guida fondamentali: mettere in primo piano l'efficienza energetica; raggiungere la leadership globale nelle energie rinnovabili; fornire un *new deal* per i consumatori¹⁸. Di questo pacchetto fa parte la direttiva RED (*Renewable Energy Directive*), volta a definire un assetto regolatorio per ridurre le incertezze per gli in-

18. Si veda Third Report on the State of the Energy Union; European Environment Agency Report No 3/2017: Renewable energy in Europe 2017; sito ufficiale della Commissione Europea: www.ec.europa.eu).

vestitori e favorire uno sviluppo delle rinnovabili il più possibile basato su meccanismi di mercato.

Il recentissimo accordo raggiunto nel giugno 2018 tra Consiglio, Parlamento e Commissione UE sulla nuova direttiva rinnovabili in aggiornamento del quadro normativo al 2030, alza ulteriormente l'obiettivo della percentuale di consumi da FER dal precedente 27% al 32% (Figura 1 in Appendice).

Almeno fino ad ora, i piani europei non sono stati vani. La quota di energie rinnovabili nel mix energetico dell'UE è effettivamente costantemente aumentata e sta per raggiungere l'obiettivo del 20% nel 2020. Nel 2015, l'energia rinnovabile ha rappresentato, per l'ottavo anno consecutivo, la maggior parte della nuova capacità di generazione dell'UE, raggiungendo addirittura il 77% del totale. La forte crescita della produzione da rinnovabili ha anche determinato il risparmio di circa sedici miliardi di euro di importazioni di combustibili fossili da parte dei paesi europei, riducendo il problema della sicurezza degli approvvigionamenti. Questi risultati sono evidenziati anche dal progressivo disaccoppiamento tra PIL e andamento di emissioni di gas serra: nonostante nel 2016 la ripresa dell'economia europea abbia comportato un aumento delle attività industriali ed economiche e la crescita complessiva dell'1,9% del PIL, le emissioni di gas serra sono diminuite dello 0,7% e ancora più rapidamente (2,9%) nei settori coperti dal sistema di scambio delle quote di emissione dell'UE. Complessivamente, tra il 1990 e il 2016, il PIL combinato dell'UE è cresciuto del 53%, mentre le emissioni totali sono diminuite del 23%. Fa eccezione, tuttavia, il settore dei trasporti nel quale le emissioni di gas serra continuano a salire. Per quanto riguarda il consumo di energia, è abbastanza chiara la tendenza al ribasso nel lungo termine¹⁹: tra il 1990 e il 2015, i paesi dell'UE hanno consumato il 2,5% in meno di *primary energy*, mentre il PIL è cresciuto del 53% nello stesso periodo. Tuttavia, per raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica, tra il 2015 e il 2020, l'UE deve ulteriormente ridurre il suo consumo di energia primaria del 3,1%. È anche significativo che molti paesi hanno annunciato di voler eliminare completamente l'energia a carbone: oltre all'Italia, la Francia (entro il 2023), la Finlandia (entro il 2030) ed il Regno Unito (entro il 2025).

19. Sebbene, nel 2015 vi sia stato un leggero aumentato del consumo di energia.

Un aspetto molto importante della politica UE per la trasformazione del sistema energetico è la creazione dell’Unione Energetica Europea, finalizzata a rendere l’energia più sicura e sostenibile all’interno dell’Unione Europea, facilitando il libero flusso di energia attraverso le frontiere ed un migliore approvvigionamento in ogni paese dell’UE. Tale Unione dovrebbe entrare in vigore nel 2019; la Commissione ha presentato la maggior parte delle proposte legislative necessarie a fornire il quadro normativo e posto in essere *“enabling actions”* per accelerare gli investimenti pubblici e privati. L’Unione Energetica Europea è articolata in cinque dimensioni strettamente correlate:

- sicurezza, solidarietà e fiducia: diversificare le fonti di energia europee e garantire la sicurezza energetica attraverso la solidarietà e la cooperazione tra i paesi dell’UE;
- un mercato interno dell’energia pienamente integrato: consentire il libero flusso di energia attraverso l’UE attraverso infrastrutture adeguate e senza ostacoli tecnici o regolamentari;
- efficienza energetica: migliorare l’efficienza energetica per ridurre la dipendenza dalle importazioni di energia, ridurrà le emissioni e stimolerà l’occupazione e la crescita;
- decarbonizzazione dell’economia: l’UE è impegnata verso una rapida ratifica dell’accordo di Parigi e a mantenere la sua leadership nel settore delle energie rinnovabili;
- ricerca, innovazione e competitività: sostenere le innovazioni nelle tecnologie a basse emissioni di carbonio e di energia pulita, dando priorità alla ricerca e all’innovazione per guidare la transizione energetica e migliorare la competitività.

Nell’ambito di questa politica, la Commissione ha anche annunciato l’iniziativa *“Smart Finance for Smart Buildings”* per incentivare gli investimenti nel rinnovamento energetico degli edifici in Europa e fornire alle famiglie ed alle PMI modalità di finanziamento *“tailor made”* per la ristrutturazione degli edifici.

I grandi produttori europei, nonostante alcune differenze rilevanti, hanno dato una risposta comune e positiva agli indirizzi comunitari. Alla fine del 2017, Eurelectric, l’Associazione cui aderiscono i 34 principali produttori elettrici europei e attualmente presieduta da Francesco Starace, ha formalmente presentato una *“visione”* comune in cui le imprese europee si impegnano a guidare la *“transizione energetica”* per arrivare ad essere *“carbon neutral”* prima del 2050. A tal fine, condividono le seguenti direttive:

i) INVEST in clean power generation and transition-enabling solutions, to reduce emissions and actively pursue efforts to become carbon-neutral well before mid-century (...); ii) TRANSFORM the energy system to make it more responsive, resilient and efficient. This includes increased use of renewable energy, digitalisation, demand side response and reinforcement of grids (...); iii) ACCELERATE the energy transition in other economic sectors by offering competitive electricity as a transformation tool for transport, heating and industry; iv) EMBED sustainability in all parts of our value chain and take measures to support the transformation of existing assets towards a zero carbon society; v) INNOVATE to discover the cutting-edge business models and develop the breakthrough technologies that are indispensable to allow our industry to lead this transition²⁰.

Per attuare con successo questi impegni, occorre un quadro normativo efficace; in questo senso, i produttori europei chiedono espressamente il sostegno dei decisori politici e degli stakeholders in generale; in particolare nel creare condizioni che favoriscano la stabilità degli investimenti, l'utilizzo dell'elettricità nei trasporti e nel residenziale, la diffusione delle tecnologie digitali sia nella gestione dell'offerta sia nel rapporto con la domanda.

LA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE ITALIANA AL 2030

Nonostante la materia energetica sia competenza dei governi regionali, le strategie promosse a livello nazionale hanno svolto un'efficace azione di indirizzo, favorendo un'evoluzione del sistema di offerta sufficientemente organica nelle varie aree del paese (pur con alcune aree critiche). La SEN (Strategia Energetica Nazionale) è dunque un riferimento importante, tanto per le amministrazioni pubbliche, quanto per il mercato. A fine 2017, è stata adottata la nuova SEN, centrata sulla gestione della transizione del sistema energetico italiano verso i nuovi obiettivi UE al 2030 e basata su tre parole d'ordine: i) competitività: continuare a ri-

20. Cfr. <https://cdn.eurelectric.org/media/2189/vision-of-the-european-electricity-industry-02-08-2018-h-864A4394.pdf>.

durre il gap di prezzo e di costo dell’energia rispetto all’Europa, ai fini di migliorare la competitività del paese; ii) sostenibilità: raggiungere gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i traguardi stabiliti dalla COP21; iii) sicurezza: migliorare la garanzia degli approvvigionamenti e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, condizioni imprescindibili per rafforzare l’indipendenza energetica dell’Italia.

Gli ambiziosi obiettivi di aumento di consumi di elettricità da rinnovabili
 La questione centrale del processo di transizione è naturalmente lo sviluppo della produzione e consumo di energia da fonti rinnovabili. Nel 2015 l’Italia ha già raggiunto una penetrazione delle rinnovabili sui consumi complessivi del 17,5% rispetto ad un target al 2020 fissato dalla direttiva 2009/28/CE del 17%. Siamo al dodicesimo posto tra i ventotto Stati membri, ma al primo tra gli Stati con le principali economie²¹.

Al 2030, la SEN pone l’obiettivo al 28% di rinnovabili sui consumi complessivi, quindi un po’ al di sopra del target comunitario complessivo. Questo risultato dovrebbe essere declinato nel modo seguente (sempre con riferimento al 2030): rinnovabili elettriche al 55% rispetto al 33,5% del 2015; rinnovabili termiche al 30%, rispetto al 19,2% del 2015; rinnovabili trasporti al 21%, rispetto al 6,4% del 2015. La forte crescita del consumo da rinnovabili è anche funzionale all’altro fondamentale obiettivo della riduzione della dipendenza energetica dall’estero: si vuole passare dal 76% del 2015 al 64% del 2030.

Con il nuovo target di FER/consumi primari, recentissimamente alzato al 32%, si stima²² che il target della SEN dovrà essere portato intorno al 33%, e per i consumi elettrici ad un davvero impegnativo 63% del totale nazionale. Percentuali che hanno conseguenze molto significative sul piano della capacità aggiuntiva richiesta e quindi degli investimenti. Secondo recenti stime Elemens²³, la generazione rinnovabile complessiva dovrà aumentare di circa 34 TWh rispetto alla stima preceden-

21. Cfr. Renewables: Europe on track to reach its 20% target by 2020, European commission – fact sheet, February 2017.

22. Cfr. Rapporto OIR 2018, aggiornamento al 20 giugno 2018: Impatto dei nuovi target UE per le FER sugli obiettivi SEN al 2030.

23. Si veda il rapporto: Elemens “Una nuova era per le rinnovabili elettriche – i benefici e i costi della roadmap tracciata dalla direttiva RED II al 2030. Elettricità Futura e Anev, luglio 2018.

te della SEN: un incremento di quasi il 20% (da 184 TWh a 210 TWh²⁴) che dovrà essere quasi interamente coperto dal solare fotovoltaico per 22 TWh e dall' eolico per 12 TWh. Tale maggiore produzione dovrà interamente essere generata da impianti di nuova installazione, dato che per il raggiungimento degli obiettivi della SEN precedente si esaurirà tutto il potenziale degli interventi di *revamping* e di potenziamento degli impianti esistenti. Sarà necessaria nuova capacità da fonti rinnovabili tra 107 e 133 GW (era di poco sopra 57 GW nel 2015), corrispondenti ad almeno 4 GW (a 5,6 GW, per gli ultimi target) di nuova capacità all'anno. Si tratta di circa 97 miliardi di investimenti stimati per disporre della capacità aggiuntiva necessaria per il nuovo target al 2030 (70 miliardi per raggiungere l'obiettivo precedente), dove oltre i due terzi di questi riguarderanno il fotovoltaico.

L'uscita dal carbone entro il 2025

L'altro cruciale obiettivo dichiarato nella SEN è di completare l'uscita dal carbone entro il 2025, senza compromettere la funzionalità complessiva del sistema elettrico. L'Italia contribuisce alla generazione a carbone in Europa con un modesto 5%, ben al di sotto di molti altri paesi. La produzione nazionale dei circa 8.000 MW a carbone incide per il 15% sul totale, ed è da tempo in costante diminuzione, per effetto di varie cessazioni volontarie già attuate o in fase di realizzazione. Le principali aziende, del resto, hanno definito e comunicato formalmente un proprio piano di uscita definitiva dal carbone, in un preciso orizzonte temporale.

L'obiettivo è comunque molto impegnativo, perché alcune delle centrali a carbone hanno grande rilievo sulla complessiva capacità di soddisfare la domanda in alcuni quadranti geografici del paese. La SEN sottolinea che “l'impegno a promuovere il *phase out* in tempi relativamente brevi deve quindi comprendere la realizzazione negli stessi tempi delle infrastrutture aggiuntive e l'adesione ad un sistema di intervento e di monitoraggio per autorizzare e realizzare le opere in tempi coerenti con il 2025, una volta che le stesse opere siano state valutate sotto il profilo ambientale e del rapporto costi/benefici”²⁵. Da più parti si ritiene che per

24. Si fa quindi riferimento alla produzione complessiva da idroelettrico, eolico, fotovoltaico, bioenergie e geotermico. Cfr. Rapporto OIR 2018, aggiornamento al 20 giugno 2018: Impatto dei nuovi target UE per le FER sugli obiettivi SEN al 2030.

25. Cfr. SEN (2017).

compensare la progressiva riduzione della produzione a carbone, l'aumento di quella da rinnovabili non sia sufficiente, e sia necessario integrarla con il ciclo combinato a gas.

Gli altri obiettivi chiave della SEN

La transizione energetica si gioca allo stesso tempo sul piano dell'efficienza. Anche in questo ambito, l'Italia ha performance eccellenti: con un'intensità energetica nel 2015 pari a circa 100 tep per milione di euro di PIL è ben al di sotto della media europea di 120 tep²⁶ per milione di euro di PIL, sebbene il valore sia in leggero incremento rispetto al 2014 (+2,5%).

La SEN pone l'obiettivo di riduzione dei consumi finali di circa 10 Mtep/anno al 2030 rispetto al tendenziale. Tale obiettivo è da conseguire prevalentemente nei settori non ETS²⁷ nei quali è riconosciuto un grande potenziale di risparmio energetico non ancora pienamente sfruttato. La maggiore efficienza energetica, oltre al raggiungimento degli obiettivi ambientali, aumenta la sicurezza e riduce i costi per le imprese e le famiglie; inoltre, da impulso allo sviluppo di una filiera industriale e di servizi molto importante. Nel complesso, la SEN prevede uno scenario tendenziale con investimenti complessivi aggiuntivi di 175 miliardi al 2030, ripartiti in questo modo: 15-20% per reti e infrastrutture per il gas e l'elettrico, 20% per fonti rinnovabili, e il rimanente 60-65% per l'efficienza energetica.

Il progressivo passaggio verso modelli energetici a ridotte emissioni richiede un importante impegno per la ricerca e sviluppo di nuove tecnologie. A tal fine la SEN 2017 vuole rafforzare il co-finanziamento pubblico agli investimenti privati in ricerca e sviluppo di soluzioni tecnologiche in grado di sostenere la transizione energetica a costi ragionevoli e offrendo opportunità di impresa e occupazione. Si propone di portare gli investimenti in ricerca e sviluppo di tecnologie clean energy: dai 222 milioni del 2013 a circa il doppio per il 2021.

Un'altra questione è la riduzione del gap sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE. Il differenziale fra i prezzi dei prodotti energetici in Italia e nell'Unione Europea rimane positivo e si è arrestato il processo di convergenza iniziato qualche anno fa. Ciò è anche il risultato della maggiore pressione fiscale che nel nostro paese colpisce i prodotti ener-

26. Tonnellata equivalente di petrolio, unità di misura di energia.

27. Residenziale, trasporti, servizi e agricoltura, industria.

getici: nel 2015, ultimo dato disponibile, ogni tep di energia utilizzata era gravata da una imposta superiore di circa il 58% alla media europea.

Ulteriore importante tassello è l’“*Electricity Market Design*”: lo sviluppo del mercato che favorisca l’integrazione delle fonti rinnovabili, la generazione distribuita, la partecipazione attiva della domanda e la sicurezza degli approvvigionamenti. A riguardo, è evidenziata la centralità del consumatore come motore della transizione energetica, da attuare attraverso l’apertura dei mercati ai consumatori ed auto-produttori (anche tramite il coinvolgimento di soggetti aggregatori) e lo sviluppo regolamentato di *energy communities*; è definito l’obiettivo di totale liberalizzazione dei mercati *retail*, limitando la tutela soltanto ai clienti vulnerabili; è promossa la rimozione di elementi di distorsione dei prezzi, a favore di un approccio di *level playing field* tra le fonti di generazione, introducendo responsabilità di sbilanciamento a tutti i produttori e rimuovendo la priorità di dispacciamento per le rinnovabili.

IL FUTURO DELLA GENERAZIONE DA FONTI FOSSILI

Ormai da diversi anni e con ogni probabilità anche in futuro, gli investimenti in nuovi impianti di generazione da fonti fossili sono praticamente azzerati, “spiazzati” da quelli nelle rinnovabili. Negli anni passati, soprattutto per il meccanismo degli incentivi; oggi e in futuro, perché l’evoluzione tecnologica ha ormai reso la produzione di elettricità *green* meno costosa di quella da fonti fossili. I dati disponibili per gli Stati Uniti indicano che già nel 2017, il LCOE del fotovoltaico era a 54 dollari per MWh e a 51 dollari per l’elico *onshore*, rispetto ai 174 dollari del nucleare, e i 66 dollari del carbone. Naturalmente, questi valori sono fortemente influenzati dalle specificità del paese e dalle condizioni di approvvigionamento della materia prima (rinnovabile o fossile che sia), ma sono indicativi di una tendenza di fondo.

D’altro canto, i dati di Terna mostrano una drastica riduzione del numero delle ore di funzionamento delle centrali termoelettriche a gas. Tra il 2012 e il 2016, si è già verificata un’uscita definitiva di 15 GW di capacità termoelettrica; del resto, per le strutture relativamente più vecchie è più conveniente la dismissione, anche per evitare i crescenti costi di “*operation & maintenance*”. Tuttavia non va trascurato il fatto che la gestione e manutenzione degli impianti termoelettrici è stimata (a seconda delle fonti) tra i 18.000 e 25.000 addetti; un numero molto rilevante che

pone a tendere un problema di riqualificazione professionale e ricollocazione.

È ormai in atto e non potrà che intensificarsi, un cambio di funzione d'uso della struttura produttiva termoelettrica che da fonte di generazione primaria svolge e sempre più svolgerà funzioni di flessibilità, complementarietà e *back-up* al sistema, centrato sulla produzione da rinnovabili. Va però sottolineato che la diminuzione della potenza termoelettrica disponibile ha ridotto il margine di riserva, secondo le analisi di Terna, dal 30% del 2012-2014 a circa il 10% nel 2016. Tale margine, sebbene sufficiente in condizioni standard, ha dimostrato di poter diventare critico e presentare dei rischi per la sicurezza in condizioni climatiche estreme e di variabilità dell'import. Per non compromettere l'adeguatezza del sistema, la dismissione di ulteriore capacità termica dovrà quindi essere compensata, oltre che dallo sviluppo di nuova capacità rinnovabile e di accumulo, anche dal potenziamento degli impianti termici a ciclo combinato a gas.

LO SVILUPPO DELLA “GENERAZIONE DIFFUSA”

Lo sviluppo delle rinnovabili ha favorito l'affermarsi di un modello produttivo basato su impianti di dimensioni relativamente piccoli e diffusi sul territorio, vicini agli utilizzatori finali; si tratta della così detta “generazione distribuita”. Mentre all'inizio del secolo gli impianti collegati alla rete erano nell'ordine di qualche migliaio, nel 2015 erano oltre 700.000 con circa 600.000 di sole strutture fotovoltaiche. La crescita di impianti di produzione relativamente piccoli è un fenomeno generalizzato a livello internazionale: nel 2017, gli investimenti nel mondo in centrali fotovoltaiche di capacità inferiore ad 1 MW sono aumentati nell'ordine del 15%, arrivando a quasi 50 miliardi di dollari.

In Italia, tuttavia, la produzione netta consumata “in loco” è ancora relativamente limitata; del resto, non è ancora tecnicamente chiarito se convenga in termini di efficienza energetica complessiva favorire la crescita dell'autoconsumo, attraverso benefici tariffari per gli auto-produttori che implicano il minor concorso alla copertura degli oneri generali di sistema.

La crescita della generazione distribuita richiede una profonda trasformazione delle reti di distribuzione e delle relative modalità gestionali. Si stanno studiano modalità adeguate per assicurare una maggio-

razione della remunerazione del capitale investito ai distributori di energia elettrica che effettuano interventi di ammodernamento delle reti nella direzione delle *smart grid*, fornendo i criteri per l'inserimento di sistemi di stoccaggio, l'efficacia ai fini del ritiro integrale dell'energia da generazione distribuita, la capacità di regolazione della tensione e l'impiego di sistemi avanzati di comunicazione, controllo e gestione.

Per i piccoli impianti, la strutturatariffaria ha avuto come conseguenza uno scarso stimolo alla riduzione dei costi e ha dato luogo, a volte, a comportamenti inefficienti, basati sulla ricerca della miglior tariffa anche a scapito dell'efficienza complessiva. Già per i prossimi anni, è abbastanza certa la fine dell'incentivazione per i piccoli impianti, a favore di stimoli a configurazioni anche complesse di autoproduzione da fonti rinnovabili quali ad esempio i sistemi di distribuzione chiusi e le comunità dell'energia. Non sono ancora chiari i tempi e i modi, ma è certo che essa modificherà in modo significativo i modelli di business sia della generazione, sia dei grandi consumatori di energia elettrica.

“ADEGUAZENZA” DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE E “SICUREZZA ENERGETICA”

La trasformazione energetica nella direzione della produzione da rinnovabili deve essere realizzata con modalità che garantiscano la complessiva “affidabilità” del sistema. Tale affidabilità è determinata da diverse precise condizioni; innanzi tutto, l’“adeguatezza”, intesa come capacità complessiva del sistema di gestire e soddisfare il fabbisogno di energia elettrica atteso nel medio e lungo termine, rispettando i requisiti di operatività e qualità, e quindi con un adeguato margine di riserva; nello specifico, di soddisfare le condizioni di pieno carico (adeguatezza a salire) e quelle di basso carico e alta disponibilità di capacità (adeguatezza a scendere); questo sia stagionalmente, sia nel medio-lungo termine, considerate l’evoluzione strutturale della domanda e dell’offerta. Varie simulazioni evidenziano una sostanziale adeguatezza per i prossimi dieci anni circa; le poche criticità hanno gap comunque limitati. Oltre il 2030, invece, molte simulazioni mostrano frequenti possibili situazioni critiche, perché l’incremento di produzione eolica e fotovoltaica contribuirà alla copertura del fabbisogno, ma quasi per nulla all’adeguatezza. Va poi considerata la “sicurezza” del sistema, intesa come la capacità del sistema di far fronte ai mutamenti di breve termine dello stato di funzionamen-

to senza che si verifichino violazioni dei limiti di operatività del sistema stesso. Ancora, la “flessibilità”, che consenta, tra l’altro, di far fronte ai mutamenti rapidi nelle immissioni e nei carichi sulle reti. Infine, la “resilienza”, intesa come la capacità di un sistema non solo di resistere a sollecitazioni anche oltre i normali limiti di tenuta del sistema stesso, ma anche la capacità di riportarsi velocemente nello stato di funzionamento normale.

Il cambiamento del mix produttivo sta determinando la transizione verso un nuovo paradigma di sistema caratterizzato dal crescente peso della generazione intermittente e di piccola taglia, che causa già adesso impatti rilevanti sul sistema in termini di: i) maggiore complessità di gestione; ii) crescente richiesta di flessibilità per bilanciare la rete a seguito della minore capacità di programmazione di alcune fonti rinnovabili; iii) spiazzamento della capacità termoelettrica con conseguente riduzione dei margini di riserva. Dovranno, quindi, essere sviluppate tutte le opzioni per incrementare sicurezza e flessibilità: investimenti sulle reti di trasmissione e distribuzione; *smart grid*, infrastrutture di stoccaggio; promozione del *demand response* e di nuova capacità flessibile a gas; apertura del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) a nuove risorse.

L’IMPATTO DELLE TECNOLOGIE DIGITALI

L’introduzione delle tecnologie digitali ha trasformato il comparto elettrico in modo tanto rapido quanto profondo; agendo lungo tre direttrici fondamentali: la trasformazione dell’architettura di produzione e distribuzione secondo una logica di decentralizzazione e piccoli impianti; il potenziale coinvolgimento dell’acquirente finale nella “catena del valore”; il forte incremento dell’efficienza di gestione degli impianti, nell’ambito del monitoraggio del funzionamento, della flessibilizzazione, della manutenzione, della sorveglianza che ne incrementa le performance e la sicurezza.

Tra le applicazioni più significative del digitale, si richiama l’integrazione dei siti di produzione in un’unica piattaforma di gestione, la gestione integrata del ciclo di vita dell’impianto e l’utilizzazione di indicatori puntuali di performance operativa; di qui la manutenzione basata sull’analisi continuativa delle performance; poi, la gestione in tempo reale dello stato degli impianti; l’utilizzo dei droni per la sorveglianza e le ispezioni per guasti e malfunzionamenti; la maggiore flessibilità nell’orga-

nizzazione del lavoro, l'ottimizzazione dell'uso delle risorse, la maggiore misurabilità della produttività, la dematerializzazione e lo sviluppo del lavoro in mobilità.

Le tecnologie digitali hanno creato nuove opportunità ai grandi utilizzatori ma anche alle organizzazioni di dimensioni relativamente piccole. Tuttavia, richiedono grandi capacità d'investimento; ad esempio, un'impresa molto impegnata sul fronte della digitalizzazione come A2A ha negli ultimi cinque anni investito complessivamente cinquecento milioni di euro. Questa capacità d'investimento è un fattore di vantaggio competitivo, considerati i notevoli recuperi di efficienza determinati appunto dalle applicazioni digitali. Per fornire solo degli ordini di grandezza, si può stimare un aumento della produttività delle risorse umane tra il 10 e il 20%, la riduzione di un terzo delle manutenzioni straordinarie e del 10 – 15% delle scorte di ricambi.

Le innovazioni nella generazione distribuita, nei sistemi di accumulo diffusi e nell'accesso ai dati sono inoltre fondamentali perché permettono, infatti, al cliente di avere un ruolo attivo nel mercato, consentendogli di ottimizzare i propri consumi in relazione a fabbisogni e all'andamento del prezzo all'ingrosso. La digitalizzazione e la rapida riduzione dei costi degli apparati tecnici favorirà l'accesso dei consumatori al sistema elettrico, sia rispetto alla produzione e stoccaggio di energia elettrica (grazie all'uso di pannelli fotovoltaici e di batterie), sia in relazione all'accesso al mercato, anche attraverso l'aggregazione di più consumatori, come ad esempio le comunità energetiche locali. Al riguardo sarà fondamentale la capacità dei governi di predisporre un contesto normativo adeguato a favorire questo tipo di aggregazioni e l'autoconsumo.

Per quanto riguarda la mobilità urbana e la gestione e misurazione dell'energia negli edifici e negli appartamenti, le applicazioni concrete sono già evidenti, anche se ancora nella fase abbastanza iniziale del ciclo di vita del mercato. Vi sono, inoltre, numerosi altri ambiti di imminente avvio concreto come la gestione delle potenziali *“local energy community”*. Infine, le *“energy grid”*, dove sono ormai avanzate le sperimentazioni della *blockchain* per lo scambio di flussi di energia e il relativo regolamento economico, oltre che soluzioni di *storage*.

L'EVOLUZIONE DEL MERCATO: LE NUOVE LOGICHE DI ACQUISTO E VENDITA

Il digitale ha trasformato anche il mercato elettrico, influenzando le direttive delle stesse tecnologie elettrotecniche (generazione da rinnovabili, *storage*, *smart grid*, efficienza) verso fonti di “flessibilità” sempre più decentrate. In termini di mercato, questo si traduce nel coinvolgimento attivo dei clienti nella catena del valore. Gli acquirenti, anche di dimensioni relativamente piccole, possono (e sempre più potranno in futuro) integrare con la rete di distribuzione e, in certe condizioni, anche direttamente con i produttori, per ottimizzare l'acquisto e lo scambio di elettricità. Anche nel mercato elettrico, dunque, la capacità di gestione della relazione con il cliente (o con gruppi di clienti) è un preminente fattore di vantaggio competitivo. Ne consegue, tra l'altro, che i gestori delle reti di distribuzione, con una base clienti ampia ed eterogenea, avranno nuove potenzialità di business, ulteriormente rafforzate dallo sviluppo delle tecnologie per lo *storage* di elettricità.

La digitalizzazione delle reti, la generazione diffusa, le tecnologie di stoccaggio e la diffusione di smart devices connessi alla rete favoriscono lo sviluppo della così detta “*demand response*” che consente al consumatore finale di fornire alla rete servizi di bilanciamento; da un lato, adattando i propri profili di consumo sulla base di stimoli di prezzo; dall'altro, immettendo energia in rete grazie ai sistemi di stoccaggio. Si tratta di un meccanismo virtuoso perché unisce l'interesse collettivo della maggiore stabilità potenziale della rete con quello privato di riduzione dei costi di acquisto dell'elettricità o anche di creazione di ricavi. Il consumatore diviene quindi un attore chiave della filiera, ottenendo dei vantaggi economici (ricavi o minori costi) dalla messa a disposizione della sua flessibilità nella domanda e nell'offerta di elettricità. Il concreto funzionamento di questo meccanismo virtuoso necessita di soggetti che promuovono l'aggregazione dei consumatori finali; tali soggetti possono essere innanzitutto gli operatori della distribuzione e della trasmissione (DSOs e TSOs), oppure, figure specializzate indipendenti, ovvero le società di vendita e trading. Essi coordinano la domanda di più soggetti, ne organizzano la partecipazione al mercato e fanno “*profit sharing*” con la propria base clienti.

Negli Stati Uniti, il modello ha già raggiunto ampia consistenza economica, con un valore stimato nel 2016 di 1,3 miliardi di dollari, che dovrebbero arrivare a 1,7 nel giro dei prossimi cinque-sette anni. In Euro-

pa e in Asia, i valori sono ancora nell'ordine di qualche centinaio di milioni, ma le previsioni indicano un valore potenziale di oltre il miliardo entro il 2025²⁸.

A riguardo, Gianfilippo Mancini, amministratore delegato di Sorgenia aggiunge: “si tratta di sfruttare le tecnologie digitali per mettere il consumatore nelle condizioni di compiere scelte consapevoli e, se lo ritiene poter facilmente cambiare fornitore; nonché, per favorire la concorrenza trasparente nel segmento *retail*”.

Perché il “cliente attivo” diventi realtà, con i vantaggi economici, sociali e ambientali che ne conseguono occorre affinare la regolazione delle reti elettriche in maniera da facilitare la partecipazione appunto attiva degli acquirenti anche piccoli o molto piccoli al mercato. In particolare, le comunità energetiche dovrebbero essere efficacemente integrate nel mercato, potendo anche essere coinvolte nel dispacciamento e partecipando equamente ai costi di sistema.

Altrettanto rilevante è l’evoluzione del modo in cui l’offerta, in particolare dell’elettricità da rinnovabili, arriverà al mercato. Per i nuovi impianti di grande taglia è opportuno far evolvere i sistemi di sostegno dalle incentivazioni dirette sulla produzione a fattori abilitanti l’attività di produzione. Fino al 2020, rimarranno misure di sostegno e al contempo si introdurranno progressivamente meccanismi di gara competitiva, eliminando eventuali “*floor price*”; si adotterà comunque un approccio di neutralità tra gruppi di tecnologie con strutture e livelli di costo simili, coerentemente con gli orientamenti comunitari. Allo stesso tempo, andrà stimolata l’introduzione di contratti di lungo termine (i già citati *Power Purchase Agreement*, PPA), predisponendo le condizioni che favoriscono la loro utilizzazione, da parte di un investitore interessato a sviluppare un impianto a fonti rinnovabili con soggetti interessati ad acquistare l’elettricità prodotta da tale impianto. Questi contratti sono essenziali per favorire gli investimenti in nuova produzione da fonti rinnovabili in quanto riducono il rischio dell’investimento, stabilizzando i flussi di cassa sia per il produttore che per l’acquirente. In altri termini, occorre affiancare al mercato “spot” dell’energia, un mercato strutturato sul lungo termine. Sebbene questa tipologia di contratti siano da tempo utilizzati in numerosi paesi, in Italia non trovano ancora una applicabilità concreta.

28. Cfr. Poyri (2018), La partecipazione della domanda ai mercati elettrici.

Capitolo 3

L'eccellenza dell'industria elettrica italiana

La centralità delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico ha promosso un cambiamento radicale nell'industria energetica e nelle modalità di creazione di valore. Nel giro di qualche decennio, si sono affermati: modello di produzione decentrata; auto-produzione e gestione attiva dell'interazione con gli utenti; nuovi servizi digitali; competizione con altre tipologie di energia, ovvero nuove funzioni d'uso dell'elettricità; tecnologie per l'accumulo di elettricità; risparmio energetico. Le logiche dei grandi impianti di produzione sono diventate rapidamente "storia"; le imprese hanno dovuto immaginare nuovi modelli di business: anche nel settore elettrico è diventato necessario saper cavalcare l'onda della schumpeteriana distruzione creativa.

AI PRIMI POSTI NEL SISTEMA DELLE RINNOVABILI

Le imprese italiane hanno saputo cavalcare la grande onda di questi cambiamenti diventando leader nella produzione di elettricità da rinnovabili, grazie ad un cambio di visione, alla rapidità di azione e capacità di adattamento, alle competenze tecniche. I numeri parlano chiaro: già nel 2015, la percentuale di energia rinnovabile sul totale del consumo finale era arrivata sopra al 17%, raggiungendo il target fissato dall'Unione Europea per il 2020. Per il consumo di elettricità, l'obiettivo europeo era al 26% e l'Italia ha raggiunto il 34% già nel 2016. Nel 2016, l'Italia era al sesto posto al mondo e seconda in Europa per capacità rinnovabile installata (escluso idroelettrico), con un valore di circa 34 GW. La capacità rinnovabile totale, considerato anche l'idroelettrico, sale a circa 52 GW.

Certo, la dimensione dei vantaggi diretti e indiretti riconosciuti dalla legge fu uno stimolo fondamentale per le tantissime nuove aziende che

entrarono nel business. Meno scontata fu la reazione dei grandi produttori termoelettrici che accettarono di misurarsi con il “nuovo”, nonostante una cultura industriale completamene diversa e la priorità di recuperare gli ingenti investimenti in produzione da fonti tradizionali, realizzati nei primi anni di questo secolo.

In questo, Enel segnò la strada. Pur non essendo il primo tra i grandi produttori termoelettrici europei, Enel ha potuto recuperare – grazie ad Enel Green Power – lo svantaggio di partenza e capire la necessità e opportunità di un cambiamento strategico verso le rinnovabili. Un paio di anni fa, l’importante quotidiano inglese *The Guardian* la definì “il primo gigante energetico verde”. La virata fu risoluta, grazie alla forte condivisione interna della nuova visione e alla capacità di gestire le inevitabili complessità della coesistenza di diverse tecnologie e culture manageriali. Il lancio di Enel Green Power, società del Gruppo esclusivamente focalizzata sullo sviluppo delle rinnovabili, rappresentò il motore del cambiamento. La società, costituita già ai tempi della liberalizzazione per sviluppare competenze e strategie specifiche del comparto delle rinnovabili, fu quotata nel 2010 ed ebbe la missione di diventare un protagonista internazionale della produzione elettrica *green*. Come ricorda l’ing. Francesco Starace, al tempo amministratore delegato di EGP, la strategia fu chiara: “Enel Green Power non puntò a crescere in Italia, sfruttando gli incentivi, sarebbe stato facile, ma non ci interessava. In primo luogo, perché volevamo misurarci nei paesi dove c’era soprattutto forte domanda di elettricità, così da maturare rapidamente competenze tecnologico-gestionali e reputazione; in secondo luogo, non volevamo creare un nuovo quasi monopolista nel mercato italiano, che avrebbe comunque avuto spazi di crescita limitati e molto dipendenti da schemi incentivanti poco utili a sviluppi industriali di ampio respiro”.

La scelta di cogliere opportunità oltreconfine è fondamentale se si vuole assumere la posizione di leadership. L’evoluzione degli schemi regolatori nel settore delle rinnovabili e le conseguenti opportunità che ne sono scaturite hanno portato l’azienda ad adottare una strategia diversificata a livello geografico e tecnologico. In Italia, il quadro regolatorio del settore ha favorito investimenti concentrati in un periodo di tempo molto limitato con schemi di sostegno estremamente ricchi a cui ha fatto seguito una brusca frenata.

Enel Green Power (EGP) ha, dunque, la non comune caratteristica di essere diventata una dei principali operatori globali nello sviluppo, rea-

lizzazione e gestione di impianti, senza avere una posizione di preminenza nel mercato domestico.

I dati confermano pienamente questo orientamento. Al 2017, la capacità produttiva in Italia è in larghissima misura nell'idroelettrico, poi nel geotermico; in entrambi i casi, attività comprese nel perimetro del Gruppo Enel già da molti decenni prima del boom delle rinnovabili. Per solare ed eolico la capacità in Italia è ancor oggi limitata: rispettivamente circa 20 MW e circa 760 MW. La società produce energia da fonti rinnovabili, oltre che in Europa, in quasi tutti i paesi dell'America Latina, in Messico e in vari paesi dell'America Centrale, negli Stati Uniti ed ha una significativa presenza anche in Canada, Sud Africa e India. Infine, gestisce diversi progetti in fase di sviluppo in vari paesi africani, in Russia, in Australia, Singapore e Indonesia. L'incremento di nuova capacità costruita è stato costante: tra il 2011 e il 2015 si è andati a un ritmo di circa 1 GW di progetti costruiti all'anno. Nel 2016 la capacità costruita è raddoppiata rispetto all'anno precedente; e nel 2017 si è raggiunto il record di 2.600 MW di nuovi progetti completati in otto diversi paesi. L'impegno per il futuro è quello di proseguire nel percorso di crescita: infatti, nel piano strategico 2018-2020 del Gruppo Enel, circa il 57% degli investimenti per la crescita – pari ad oltre 8 miliardi di euro – sono dedicati allo sviluppo delle rinnovabili, con l'obiettivo di installare entro il 2020 circa 8 GW di nuova capacità rinnovabile. Enel Green Power vanta inoltre una consolidata esperienza anche nel mercato dei Renewable PPA (*Power Purchase Agreement*) e fornisce energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile non solo a grandi aziende come Google, Facebook, Microsoft, Amazon, Nestlé, Coca Cola, Danone, ma anche a medio-grandi imprese che abbiano una progressiva attenzione verso la sostenibilità. Per questi clienti è quindi importante avere accesso ad energia elettrica a costi bassi e stabili nel tempo, la cui produzione provenga dall'utilizzo di fonti rinnovabili e il cui processo di costruzione e produzione sia sostenibile da un punto di vista di impatti sociali ed ambientali. L'approccio di Enel Green Power risponde pienamente a queste necessità, stante anche la posizione di leadership a livello globale nel mercato della produzione da fonti rinnovabili.

Anche altre grandi aziende erano ormai da tempo avviate sul sentiero delle rinnovabili. A partire, quasi per contrappasso e pur in modo diverso, da due grandi petrolifere: ENI ed ERG. La prima produceva da tempo elettricità soprattutto attraverso impianti di cogenerazione nei suoi grandi siti industriali. Invece, ERG è un caso di totale riconversione alla produzione da rinnovabili. In meno di dieci anni, l'azienda ha superato i 1.800

MW di capacità di eolico installata, prima in Italia, a cui si aggiungono 527 MW di capacità installata da idroelettrico e 89 MW di solare. Un'evoluzione realizzata bilanciando molto bene le dismissioni (degli asset petroliferi) con investimenti per la realizzazione di nuovi progetti o per acquisizioni di asset: tra queste, è stata significativa la presa in carico di tutti gli impianti idroelettrici in Italia di E.ON, quando questa decise di lasciare il nostro paese. Un modello di business caratterizzato da un'attenta diversificazione della produzione da rinnovabili, con la centralità dell'eolico, ma con una presenza significativa anche nel gas, in modo da garantire stabilità dell'offerta alla rete. Un approccio molto "industriale", caratterizzato da un controllo diretto a livello di Gruppo dell'O&M come dell'*energy management*, nonché dalla frequente creazione di joint ventures ed alleanze per sfruttare opportunità all'estero, riducendo la rischiosità complessiva in campo all'azienda. Un modello che sta dando ottimi frutti, considerato che l'azienda distribuisce dividendi stabili e rilevanti ininterrottamente da undici anni e che nel 2017 ha raggiunto gli obiettivi di piano con un anno di anticipo.

E poi ci sono aziende che erano state antesignane della produzione da fonti rinnovabili, quando gli incentivi non erano nell'orizzonte neanche delle forze ambientaliste. Asja è una delle più significative, con i primi impianti di produzione di rinnovabili avviati già nel 1995; nel 2016 ha raggiunto una produzione complessiva di 5.3 GW, con attività in Italia, ma anche in Brasile e Cina, e una significativa diversificazione nell'efficienza energetica attraverso una propria offerta di microcogeneratori TOTEM ad alto rendimento. Un esempio anche di quel tessuto di medie aziende indipendenti che, nell'elettricità come in molti altri settori, rappresentano una componente vincente del nostro sistema industriale.

Ci sono poi le Grandi *multiutilities*, a partire da A2A che ha nel suo piano al 2021 un obiettivo di circa 250 MW di capacità FER, ed una strategia precisa: puntare sul fotovoltaico di media e piccola taglia in due distretti. Da un lato, l'applicazione massiva per l'utilizzatore "domestico," in aree urbane dove non esistono gravi vincoli urbanistici e con alta numerosità di clienti potenziali: a Brescia, ad esempio, sono già stati selezionati cinque quartieri con i requisiti adatti per l'installazione di capacità fotovoltaica. Dall'altro, la realizzazione di progetti "portabandiera" con soggetti rilevanti, come ad esempio la realizzazione di 10 MW "rooftop" in autoconsumo, collocati in siti della Fiera di Milano.

La capacità di cavalcare l'onda delle rinnovabili, le imprese elettriche l'hanno dimostrata anche dopo alcuni anni dall'avvio dei mega in-

centivi, quando un'enorme nuova capacità era stata installata, e in modo anche piuttosto disordinato, mentre la domanda non cresceva e i grandi impianti termoelettrici erano ancora tutti lì, quando cioè, si arrivò al punto di avere una struttura di “generazione dell'elettricità sovradiimensionato, ma in vari casi sottoutilizzato e non redditizio e con costi comunque crescenti per gli utenti finali”. In quella fase il sistema produttivo mostrò una resilienza fuori dal comune: c'è stata una significativa scrematura, ma la maggior parte di coloro che erano troppo piccoli e privi delle competenze necessarie riuscirono comunque a resistere, evitando la chiusura degli impianti. Un'evoluzione favorita dall'intervento di un discreto numero di fondi e investitori finanziari, ma anche da protagonisti industriali. Tra questi, la stessa A2A che nell'autunno del 2017 ha creato un veicolo societario “A2A rinnovabili” e nel giro dei 5 mesi successivi ha acquisito una quarantina di impianti in varie parti d'Italia, per un totale di 54 MW di capacità, che si sono aggiunte agli altri circa 150 MW di cui già disponeva (e ai progetti di sviluppo a Brindisi, Monfalcone e San Filippo).

Certo è che per i prossimi anni occorrerà un ulteriore salto di qualità: installare capacità produttiva e collegarla alla rete non basta più, perché la produzione di elettroni (soprattutto da fonti rinnovabili) è standardizzata, relativamente semplice e comunque genera una *commodity* di valore unitario piuttosto basso. Il vantaggio competitivo e i margini economici dipenderanno dalla capacità di interagire in maniera efficace con le reti e stabilizzare il proprio mercato. Questo richiede una struttura produttiva adeguata in termini di dimensione e di mix tecnologico (vari tipi di rinnovabili e gas) e sofisticate competenze di “*energy management*”. Oltre a questo, la capacità di realizzare e vendere servizi ad elevato valore aggiunto nell'ambito dell'estensione dell'uso dell'elettricità come vettore energetico e tutto lo sviluppo dell'efficienza energetica. Altrettanto essenziale sarà attuare un quadro regolatorio per i nuovi investimenti certo e inoppugnabile per garantire i tempi e le condizioni della loro realizzazione. Nulla più di quanto le nostre imprese trovano negli altri paesi. “*La nostra dimensione globale ci porta a valutare opportunità di investimento in tutto il mondo a patto che vi sia un quadro regolatorio stabile e prevedibile*”. Siamo pronti ad investire fortemente anche in Italia, purché le norme siano chiare e la burocrazia efficiente”, afferma Antonio Cammisecra, amministratore delegato di Enel Green Power.

UN OTTIMO MIX ENERGETICO

L'eccellenza italiana nelle rinnovabili è determinata non solo dalla quantità di potenza installata ed effettivamente portata al consumo, ma anche dalla notevole diversificazione delle fonti utilizzate, risultato di una specie di stratificazione avvenuta nel tempo. A partire dall'idroelettrico, che fino all'inizio degli anni '60 generava la parte nettamente prevalente dell'elettricità italiana, poi il geotermico, solare ed eolico negli anni del boom, insieme alle biomasse (pur con un peso molto più contenuto). Tra il 2010 e il 2015 la penetrazione delle rinnovabili elettriche sui relativi consumi finali evidenzia (Figura 2 in Appendice) l'esplosione del fotovoltaico, passato dal 3 al 21%; anche l'eolico è cresciuto, ma in maniera più contenuta. Questi aumenti trovano corrispondenza nella riduzione in proporzione dell'incidenza dell'idroelettrico, che comunque rimane ancora decisamente al primo posto con il 43% del totale, e in modo meno marcato della geotermia. In lieve incremento anche l'incidenza di bioenergie. Mentre in passato, prevaleva la specializzazione in una determinata fonte, oggi i principali operatori tendono ad essere diversificati, così da sfruttare sinergie di localizzazione degli impianti (eolico e solare) e servire meglio la rete.

L'Italia ha un mix produttivo eccellente dal punto di vista ambientale, non solo per la elevata presenza e diversificazione di rinnovabili, ma anche perché la seconda fonte più utilizzata è il gas, utilizzato in centrali realizzate in tempi recenti e tecnologicamente avanzate; del resto, già all'inizio di questo secolo partì la progressiva sostituzione degli impianti a olio, appunto con quelli a gas.

I dati del GSE evidenziano nel 2016, oltre il 38% della produzione da fonti rinnovabili, poco meno dello stesso valore da gas; il carbone segue con il 15%, le altre fonti fossili sono del tutto marginali, come il nucleare (da importazione). Nell'ultimo biennio, si è verificato un *"fuel switching"* virtuoso nell'ambito delle fonti tradizionali, con la produzione a carbone in costante diminuzione e incremento di quella a ciclo combinato del gas.

“Quella che in passato era motivo di nostra debolezza, la mancanza del nucleare e delle materie prime fossili, oggi e in futuro, sarà un fattore di forza, perché abbandonare la *legacy* di tecnologie non più adeguate sarà ovviamente più facile” osserva Simone Mori, che in qualità di presidente di Elettricità Futura ha diretta visibilità su tutto il sistema della produzione elettrica in Italia e non solo. Gli alti costi sostenuti in passato per far crescere rapidamente le produzioni da rinnovabili saranno dun-

que ripagati non solo in termini di eccellenza ambientale, ma anche per le minori complessità nella gestione della transizione energetica. La nostra leadership nel passaggio verso l'energia “verde” non potrà che rafforzarsi nei prossimi anni, dato che avremo molti minori problemi nel gestire l'uscita da produzioni come nucleare, carbone e oil che invece hanno ancora grande peso nel mix produttivo di molti paesi anche in Europa occidentale.

LA GESTIONE ORDINATA DELLA RIDUZIONE DELLA GENERAZIONE TERMOELETTRICA

Per attuare al meglio la transizione energetica occorre trovare modalità adeguate per dismettere la capacità “*thermal*” che non sia massimamente efficiente e con adeguato impatto ambientale o non sia richiesta per ragioni di sicurezza del sistema. I grandi produttori termoelettrici stanno gestendo in maniera ordinata ed economicamente razionale la progressiva riduzione delle fonti tradizionali e il completo abbandono di quelle del tutto non sostenibili, in particolare il carbone. Farà probabilmente scuola e non solo in Italia il progetto promosso da Enel “Futur-e” che gestisce la chiusura di ben 23 centrali termoelettriche non più competitive, nella prospettiva di riqualificare siti industriali, trasformandoli in luoghi di sviluppo economico sostenibile per i territori ove sono collocati.

Ci sono poi molti altri impianti per i quali è possibile definire la vita utile in maniera relativamente precisa e quindi il momento della loro chiusura. Per quelli caratterizzati ancora da forti fattori di incertezza, occorre un monitoraggio periodico. Nel complesso, i grandi impianti termoelettrici italiani (superiori a 100 MW) rendono attualmente disponibile una potenza complessiva di quasi 48 GW, di questi quasi il 10% sono stati attualmente dichiarati “essenziali”. Il 62% della potenza ha più di dieci anni di esercizio e il 10% circa più di quindici. Vi sono poi altre centrali, per un totale di 10.3 GW, con più di 20 anni di servizio, gran parte di queste a carbone, destinate alla chiusura nel giro di pochi anni.

L'EVOLUZIONE VIRTUOSA DELLE TARIFFE

La gestione della transizione è stata, almeno sino ad ora, virtuosa, anche grazie al ruolo positivo giocato dall'Autorità, dotata di elevate competenze

tecniche e in grado di definire in modo molto razionale la tariffa sulla base dei costi; permane, tuttavia, ancora un differenziale sfavorevole del prezzo dell'elettricità. Questo deriva in primo luogo, dal mix energetico fortemente spostato verso impianti a ciclo combinato a gas che, seppure più efficienti, hanno costi variabili più alti rispetto a quelli a carbone e nucleare, presenti invece in modo ancora significativo nei mix energetici europei; in secondo luogo, dagli elevati oneri di sistema eredità della stagione di forte incentivazione delle rinnovabili; infine dall'aumento dei costi per i servizi di rete. Del resto, le tariffe sono molto segmentate: ad esempio quella “residenziale” è inferiore alla media europea, mentre è molto alto il costo nelle seconde case; per le imprese “energivore” esistono agevolazioni significative.

Dal 2019, inizierà a ridursi l'onere degli incentivi; nell'arco dei prossimi dieci anni circa, si prevede comunque un progressivo allineamento dei costi medi di generazione a quello dei principali paesi UE. Questo in primo luogo per la diminuzione dei costi di generazione di molte energie rinnovabili, che dovrebbe avere effetti positivi quantomeno sui prezzi all'ingrosso. Ulteriori effetti positivi deriveranno dalla riforma complessiva delle agevolazioni tariffarie per le imprese energivore, stimolata dall'orientamento dell'UE verso la riduzione del prelievo per gli oneri di sistema per i settori industriali più sensibili al prezzo dell'energia e più esposti alla concorrenza internazionale²⁹.

UN SISTEMA DI DISTRIBUZIONE TRA I MIGLIORI NEL MONDO

La rapida diffusione di ingenti quantitativi di impianti di generazione da fonti rinnovabili è stata possibile anche grazie all'eccellenza della rete distributiva esistente nel paese che ha saputo garantire la massima efficienza nella connessione con gli utenti finali. La rete di distribuzione è un altro dei fattori di distinzione del sistema elettrico italiano. Già all'inizio di questo secolo, Enel è stata pioniere nella digitalizzazione della rete, grazie

29. Va osservato che secondo quanto è indicato nel documento della SEN, *nonostante i miglioramenti attesi, sembra rimanere un differenziale consistente a svantaggio dell'Italia: ad esempio un'azienda energivora italiana che consuma 70 – 150 GWh l'anno avrebbe pagato nel 2015 circa 75 – 87 €/MWh, mentre la medesima azienda in Germania avrebbe pagato, in regime agevolato, circa 40 – 45 €/MW. Si veda a riguardo: SEN, 2017, pag. 185*

al telecontrollo degli impianti, all'automazione delle manovre e all'introduzione della prima generazione di "contatori intelligenti". Sulla scia di Enel, anche le altre compagnie di distribuzione hanno attuato analoghi interventi sulle loro reti e intorno al 2010 tutta l'infrastruttura distributiva del paese risultava modernizzata. Anche successivamente, il leader del settore ha proseguito il proprio percorso nell'innovazione tecnologica introducendo: dispositivi digitali per i sistemi di protezione; tecniche innovative di automazione di rete (real-time self-healing) e di regolazione della tensione; interventi per aumentare la resilienza della rete a fronte di eventi meteorologici estremi; massimizzazione della hosting capacity per l'integrazione di impianti di generazione distribuita; smart metering di seconda generazione con Open Meter, il contatore di ultima generazione, che consente un notevole miglioramento dei processi commerciali e l'attivazione di nuovi servizi al cliente; un sistema di telecontrollo della bassa tensione, per l'aumento dell'efficienza operativa; la gestione di "big data" e sistemi di machine learning per migliorare l'efficacia della manutenzione preventiva e l'individuazione delle perdite non tecniche (furti, frodi).

Il percorso di miglioramento compiuto in questi ultimi anni ha determinato un miglioramento degli standard di durata e numero di interruzioni, che oggi sono un benchmark in ambito europeo. In termini di minuti persi (all'anno) da circa dieci anni l'Italia registra infatti risultati migliori di tutti gli altri paesi europei, ad eccezione della Germania (Figura 3 in Appendice), nonostante già nel 2006 fosse molto buono.

Sono stati stimati in circa sei miliardi di euro gli investimenti realizzati tra il 2004 e il 2009 per il potenziamento della rete (ad alta, media e bassa tensione); molta parte, proprio per favorire la connessione in alcune aree geografiche degli impianti da fonti rinnovabili. Significativi anche i circa tre miliardi impiegati per la sostituzione dei vecchi contatori analogici con apparecchiature elettroniche. Anche in questo decennio, gli investimenti per migliorare l'efficienza della rete distributiva hanno continuato ad essere consistenti, in particolare per l'automazione dei processi e lo sviluppo delle competenze gestionali, favorendo una significativa riduzione dei costi operativi e allo stesso tempo un aumento della qualità.

Allo stesso tempo, le tariffe (unitarie, per singolo cliente) per la distribuzione in Italia risultano le più basse rispetto agli altri paesi europei (Figura 4 in Appendice).

Le reti di distribuzione sono fortemente coinvolte nella trasformazione del sistema elettrico. Già ora hanno l'opportunità di rafforzare la

loro posizione nella filiera, soprattutto se svilupperanno le tecnologie di *storage* e per il dispacciamento; in questo modo infatti, potranno agire da “ottimizzatori” dei flussi di elettricità generati in moltissimi siti e in modo solo parzialmente prevedibile. Nel medio-lungo termine, però, l'autoproduzione e la generazione diffusa potrebbero ridurne la centralità, soprattutto se sui costi di distribuzione continueranno a gravare i vari oneri “di sistema” e i clienti finali saranno liberi di disconnettersi dalla rete.

LEADER NELL'EFFICIENZA ENERGETICA

Oltre che nelle fonti utilizzate per generare l'elettricità, la cifra fortemente *green* del settore elettrico italiano sta anche nella sua efficienza complessiva. L'intensità energetica primaria³⁰ è inferiore di quasi il 20% rispetto alla media UE³¹; recenti stime dei valori riferiti ad indicatori quali ad esempio il consumo di energia in rapporto al PIL, i consumi chilometrici per passeggero nei trasporti, l'energia utilizzata per metro quadro di superficie degli edifici mostrano l'Italia ai primissimi posti in Europa e tra i paesi avanzati nel mondo.

In particolare, secondo il “2018 International Energy Efficiency Scoreboard”, pubblicato ogni due anni dall'American Council for Energy Efficient Economy, l'Italia è (insieme alla Germania) al primo posto per efficienza energetica complessiva e tra i 25 paesi nel mondo maggiori consumatori di energia³². La classifica è costruita su un ampio insieme di indicatori qualitativi e quantitativi relativi all'efficienza energetica in tre macrocomparti: costruzioni, manifatturiero in senso stretto e trasporti, e all'impegno governativo per migliorare in generale l'efficienza energetica. Interessante osservare che il risultato relativamente peggiore (quinto posto) mostrato dal nostro paese è nel comparto delle costruzioni; nel manifatturiero e nei trasporti siamo invece al secondo posto. L'Italia mostra anche una tendenza in costante miglioramento; nelle classifiche del 2014

30. Cfr. <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/energia/efficienza-energetica>.

31. Utile precisare che le performance relative all'efficienza energetica sono determinate in modo significativo, ma non esclusivo, dagli assetti del sistema elettrico.

32. Sulla base di un ampio insieme di indicatori quali-quantitativi, Italia e Germania ottengono un punteggio totale di 75,5 su 100.

e del 2016 eravamo al secondo posto con valori rispettivamente di 64 e 68 su 100 (Figura 5 in Appendice).

L'efficienza energetica è, del resto, nel Dna delle nostre imprese, da sempre "costrette" al risparmio, al recupero e al riciclo. Lo conferma ad esempio il fatto che uno dei vantaggi competitivi della nostra meccanica è la capacità di produrre macchine che consumano meno a parità di lavoro svolto. C'è però un comparto di cruciale rilievo economico e sociale dove esistono invece ampi spazi di miglioramento: le costruzioni. Per varie ragioni, gran parte del nostro patrimonio edilizio ha una "classe energetica" molto modesta, e vale tanto per il privato, quanto per il pubblico. In questo ambito, dovrebbero essere quindi indirizzate specifiche politiche e misure che stimolino gli investimenti in elettrificazione ed efficienza energetica degli edifici. In tale direzione, è molto importante l'impegno che in particolare le grandi *multiutility* stanno mettendo nell'agire come "system integrator" per guidare la trasformazione energetica nelle aree urbane. Si tratta di organizzare un sistema di offerta che integra l'installazione di medi e piccoli impianti fotovoltaici per i condomini, la riqualificazione delle centrali termiche, la realizzazione di una pompa di calore abbinata alla cogenerazione e lo sviluppo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento.

Il forte sviluppo in Italia degli interventi di efficientamento energetico sta favorendo lo sviluppo della filiera produttiva degli apparati e componenti utilizzati per l'uso ottimale dell'energia. Osserva Alberto Pini-ri, presidente di ANIE rinnovabili: "Come gli altri paesi europei, l'industria italiana non è riuscita a cogliere l'opportunità dei pannelli solari, schiacciati dalla insostenibile competizione cinese degli ultimi quindici anni; nella fase attuale, però, le nostre imprese stanno dando un contributo tecnologico e manifatturiero importante all'affermazione dei servizi di efficienza energetica". I protagonisti della generazione e gli operatori delle reti di distribuzione agiscono anche da soggetti trainanti, in modo particolare nei progetti realizzati nei paesi emergenti e in quelli nelle grandi aree urbane nel solco dell'economia circolare.

COMPETENZE ECCELLENTI CHE VENGONO DA LONTANO

L'eccellenza delle competenze tecnico-ingegneristiche della nostra industria elettrica ha radici lontane, considerato che all'inizio del novecento i nostri impianti idroelettrici erano tra i migliori in Europa. Competen-

ze che si sono sviluppate e aggiornate nella lunga stagione della produzione da fonti fossili e ora nel sistema centrato sulle rinnovabili e sull'utilizzazione delle tecnologie digitali. È un'eccellenza progettuale e realizzativa che riguarda la generazione, ma anche le infrastrutture di rete, lo *storage*, l'efficienza energetica, i servizi a valore aggiunto al mercato.

Grandi capacità che sono il risultato sia della forte tradizione dell'ingegneria elettrotecnica italiana, sia del forte impegno posto dalle grandi aziende e dalle università ormai da diversi anni nella ricerca industriale. In particolare, negli anni più recenti, per lo sviluppo di tecnologie produttive *green* innovative, come la geotermia ad emissioni zero, o la generazione basata sul moto ondoso; ancora sulle tecnologie di "accumulo" che permetterebbero di superare il limite della intrinseca non continuità e in parte non prevedibilità dell'offerta di elettricità da rinnovabili. Il Gruppo Enel sta lavorando su tutti i fronti cruciali per la diffusione della produzione da rinnovabili: dall'innovazione degli apparati fotovoltaici allo *storage* integrato delle rinnovabili, dall'*internet of things* nella diagnostica alla robotica ed automazione per ridurre i rischi per i lavoratori, migliorare la sorveglianza dei siti e ottimizzare le attività di manutenzione. Progetti sviluppati in alcuni casi al proprio interno, spesso anche attraverso una vasta rete di collaborazioni con i migliori centri di ricerca nel mondo, o sostenendo la nascita e lo sviluppo di start-up ad altissima tecnologia.

Utile ricordare che l'importanza della ricerca e dell'innovazione trova conferma nel continuo incremento degli investimenti in questo ambito a livello internazionale, arrivati nel 2017 ad un valore complessivo stimabile intorno ai 10 miliardi di dollari (+6% rispetto all'anno precedente), per circa metà finanziato dai grandi gruppi (corporate R&D) e l'altra metà dai governi. Con circa 2,7 miliardi di spesa, la maggior parte degli investimenti sono realizzati in Europa, Cina e Stati Uniti seguono con circa 2 miliardi ciascuno.

Accanto alle competenze tecnologiche, sono molto rilevanti quelle realizzative. Le maggiori imprese italiane, soprattutto quelle con significativa esperienza internazionale, hanno dimostrato forti capacità di *project management*, diventando così trainanti della filiera manifatturiera coinvolta nella realizzazione di impianti di generazione da rinnovabili.

Sul piano gestionale, soprattutto le grandi imprese della stagione del termoelettrico hanno sviluppato notevoli competenze di *energy management*, inteso come gestione ottimale del volume complessivo di elettricità generata dai diversi impianti a disposizione, e vendita al portafoglio di-

versificato di clienti. Con la centralità della produzione da rinnovabili, questa funzione diviene ancora più essenziale sia per raggiungere gli obiettivi ambientali, sia per massimizzare il margine di contribuzione. Sarà quindi importante attivare adeguati meccanismi di trasferimento di tali competenze dai grandi produttori diversificati a tutto il sistema di generazione da rinnovabili. Si rileva, inoltre, una specifica competenza nella predisposizione e gestione dei PPA, strumento molto utilizzato e da diversi anni in gran parte degli altri paesi. Questa competenza è oggi particolarmente rilevante perché la diffusione di questi contratti anche in Italia è generalmente considerata una condizione decisiva per l'attuazione dei nuovi ingenti investimenti in impianti da fonti rinnovabili necessari nel nostro paese.

Nell'industria elettrica, anche le istituzioni pubbliche e in primo luogo, l'Autorità per l'energia, mostrano una sofisticata capacità di comprensione delle problematiche di settore, degli scenari futuri e l'abilità di intervenire in maniera sempre efficace rispetto agli obiettivi di interesse collettivo e alle aspettative del sistema produttivo. Sono le stesse imprese a testimoniare questa eccellenza istituzionale: Luca Valerio Camerano, amministratore delegato di A2A, evidenzia tra gli aspetti positivi del sistema elettrico italiano: “Una notevole capacità di regolazione, in grado di bilanciare saggiamente gli interessi degli utenti finali, dei gestori delle reti, dei produttori, promuovendo allo stesso tempo l'evoluzione tecnico-produttiva necessaria per raggiungere gli obiettivi connessi alla trasformazione energetica”. Da più parti si sottolinea che in Europa, la nostra Autorità di regolazione del comparto energetico è generalmente considerata un modello di riferimento.

LE STRATEGIE DI CRESCITA: NUOVI BUSINESS E INTERNAZIONALIZZAZIONE

I modelli di business stanno cambiando per effetto delle tre “D” della trasformazione del settore elettrico: “de-centralizzazione”; “de-carbonizzazione” e “digitalizzazione”³³. Lo sviluppo della “generazione distribuita”, insieme alla riduzione dei costi di investimento e alle tendenze della do-

33. Si veda su questo: Poyry (2018), Partecipazione della domanda ai mercati elettrici.

manda hanno reso l'elettricità una *commodity* e la sua generazione relativamente poco profittevole. Di conseguenza, per creare valore economico, occorre diventare grandi a livello internazionale; in alternativa, focalizzarsi sui servizi a valore aggiunto. Enrico Falck, Presidente del CdA di Falck Renewables, ha un'idea precisa: "già oggi la generazione anche da rinnovabili è soprattutto funzionale a garantirsi la disponibilità di energia necessaria per fornire servizi avanzati al cliente finale: in particolare per l'efficienza energetica". È la stessa logica per cui ad esempio nel calzaturiero, i produttori di scarpe di qualità controllano la produzione di pelli di cui hanno necessità. Il secondo driver, la decarbonizzazione, recentemente potenziato da obiettivi ancora più ambiziosi a livello europeo e quindi nazionale, implica la necessità di nuovi forti investimenti, ma senza i grandi vantaggi "esogeni" del passato; richiede, inoltre, una capacità tecnico-finanziaria molto sofisticata per gestire la sostituzione degli impianti fossili, e prima di tutto quelli a carbone, senza eccessivi traumi economici. Infine, la digitalizzazione è la tecnologia "abilitante" per realizzare i nuovi modelli di business.

L'insieme di questi fattori spinge le imprese elettriche ad entrare in nuove aree di business correlate alla generazione di energia, ma caratterizzate da minore intensità di capitale, minore regolamentazione e quindi minore rischiosità e miglior impatto ambientale. Esiste una eccezionale opportunità tecnologica per il fatto che l'elettricità dimostra di essere il vettore energetico a minor impatto ambientale e più efficiente; i produttori elettrici hanno, quindi, l'opportunità di estendere gli ambiti di applicazione del loro output, nei settori dove l'energia prodotta e utilizzata ha ancora un elevato *footprint* ambientale. Come già osservato: mobilità urbana, trasporto pubblico e climatizzazione. In Italia, la mobilità elettrica è ancora alle prime battute, ma sono ormai sempre più consistenti le iniziative lanciate da molti dei principali operatori. A Milano, A2A ha implementato una rete di circa quattrocento punti di ricarica e "isole digitali", predisponendo allo stesso tempo una offerta commerciale che integra noleggio auto, energia e servizi. Analoga offerta è proposta da Edison.

Le innovazioni strategiche e di business model richiedono anche coraggiose evoluzioni organizzative, perché sono diverse le competenze, le modalità di gestione e la cultura manageriale. Ha fatto bene Enel a creare una unità di business ad hoc, indicata con una significativa "X" in agiunta al nome del Gruppo, per soddisfare i nuovi bisogni dei clienti ed aiutare aziende, città e individui a usare l'energia in un modo più soste-

nibile ed efficiente. Enel X si rivolge al settore industriale offrendo soluzioni di flessibilità (es. *demand response*), efficienza energetica, generazione distribuita e sistemi off-grid. Inoltre, la nuova unità di business di Enel offre alle Pubbliche Amministrazioni e alle municipalità, servizi integrati inerenti all'illuminazione pubblica e soluzioni per la connettività in fibra ottica. L'offerta ai clienti residenziali riguarda servizi di installazione e manutenzione di avanzate soluzioni tecnologiche per l'efficienza energetica della casa. Non in ultimo, Enel X nel settore della mobilità elettrica si pone l'obiettivo di diventare leader tecnologico nelle infrastrutture di ricarica intelligenti e nei servizi di Vehicle Grid Integration (VGI), per promuovere una mobilità sostenibile sempre più diffusa ed efficiente.

L'altra decisiva direttrice dell'evoluzione negli ultimi dieci-quindici anni dell'industria elettrica italiana è stata l'internazionalizzazione³⁴: nel 2008, gli investimenti internazionali sono stati circa il 36% del totale, pari a poco di più di 2.000 MW; nel 2009, sono stati inferiori e da allora sono progressivamente cresciuti arrivando nel 2017 a quasi 11.000 MW, pari all'82% del totale dei nuovi investimenti, a seguito di ben 79 operazioni, per un valore stimato di € 9,7 miliardi. Gli investimenti internazionali di tipo *greenfield* sono stati poco meno della metà del numero di operazioni, ma pari ad oltre il 70% del valore e al 60% della nuova potenza installata. Relativamente meno frequenti, le acquisizioni e gli aumenti di partecipazioni che arrivano insieme al 20%; gli accordi strategici (con impegno di capitale) sono stati pari ad un 25%³⁵. Per altro, non sono solo i grandi gruppi ad operare all'estero, visto che circa il 30% delle operazioni è ad appannaggio di produttori indipendenti. È singolare la collocazione geografica degli investimenti italiani all'estero: con riferimento al 2017, il 78% dei MW sviluppati e il 63% dei progetti, è stato realizzato nelle Americhe e in primo luogo, in America Meridionale e Centrale (59% dei nuovi MW rispetto al 38% delle operazioni); è molto significativo che l'Africa sia la terza macro area con circa il 21% degli investimenti.

Il nostro campione internazionale è ovviamente Enel che in meno di quindici anni ha raggiunto la dimensione di operatore globale, con una capacità installata netta di circa 86 GW, di cui solo un terzo circa in Ita-

34. I dati sull'internazionalizzazione sono tratti da: Althesis “L’evoluzione del settore elettrico tra nuovi modelli di business e policy nazionali” – IREX annual report, 2018 – sintesi dei risultati pag.7.

35. Cfr. decimo rapporto IREX.

lia, un altro 25% in Spagna. La restante parte collocata innanzi tutto in America Latina, dove Enel ha una posizione di leadership nella generazione e nella distribuzione in Colombia, Perù, Cile, Argentina e in Brasile; vanta inoltre una presenza consolidata in America centrale, Stati Uniti, Canada, Russia e altri paesi dell'est, ed è impegnata in progetti rinnovabili in India, Africa e Australia. Attraverso Enel, l'industria elettrica italiana è dunque molto ben posizionata non solo nella generazione, ma anche nella distribuzione, attività generatrice di redditività alta e relativamente stabile, nonché snodo cruciale nel processo di trasformazione del settore. Altrettanto significativa è la posizione nei servizi a valore aggiunto, considerato che Enel X, è stata pensata fin dall'inizio per sviluppare servizi innovativi ad alto valore aggiunto in tutto il mondo.

Anche altri Gruppi sono fortemente proiettati a livello internazionale: ERG, ad esempio, ha una significativa capacità produttiva da rinnovabili collocata in vari paesi europei. Anche Falck, ha numerosi impianti eolici in Gran Bretagna, Francia e Spagna, ed ha avviato un'ambiziosa strategia di sviluppo negli Stati Uniti con l'obiettivo di arrivare a circa 300 MW di capacità installata.

La presenza internazionale delle nostre imprese è rilevante non solo sul piano del business, ma anche per il ruolo attivo nello sviluppo sostenibile dei paesi e in particolare di quelli in via di sviluppo. Un esempio significativo è il programma "Africa per l'Africa" di ENI che ha l'obiettivo da un verso di migliorare sensibilmente l'accesso all'energia della popolazione nelle aree povere del continente e, per l'altro, sostituire circa la metà di legno e carbone utilizzati per produrre energia con gas e fonti rinnovabili.

L'IMPORTANTE PRESENZA DEI FONDI D'INVESTIMENTO

Il consolidamento del comparto delle rinnovabili, ed in particolare del fotovoltaico, è avviato ormai dai primi anni di questo decennio; nel 2016 il numero delle operazioni di M&A ha superato quello dei nuovi progetti, con un valore delle operazioni di oltre sette miliardi. In questi anni, fattori tecnologici e di mercato hanno rafforzato la natura di "commodity" dell'elettricità; sono diminuiti i costi degli impianti, ma la contrazione dei prezzi di vendita è stata proporzionalmente più accentuata. I margini di redditività operativa sono complessivamente bassi. È quindi fondamentale saper valutare accuratamente il potenziale di generazione di valore eco-

onomico di un determinato progetto e saper estrarre tutte le possibili componenti di valore dagli asset. C'è poi da considerare l'opportunità (che è anche una necessità) del *revamping* degli impianti: la rilevante evoluzione delle tecnologie di questi anni ha reso relativamente inefficienti strutture installate anche solo sette-otto anni fa. Il loro rinnovo ha il duplice vantaggio di aumentarne immediatamente la redditività, cogliendo una opportunità di business senza il problema della ricerca di un nuovo sito e dell'iter amministrativo conseguente. Ma per il rinnovo dell'impianto servono comunque risorse finanziarie relativamente non indifferenti. Sono dunque diversi i fattori che attribuiscono un ruolo rilevante agli investitori finanziari, fondi di private equity e soprattutto "infrastrutturali".

Nel settore delle rinnovabili opera attualmente un buon numero di fondi di investimento per lo più nati negli ultimi dieci anni, con portafogli di capacità installata in Italia dai 15 MW fino ai 100-120 MW; inoltre, un grande attore di dimensione internazionale, F2i, che con la recentissima acquisizione di Rtr (334 MW installati in 134 siti nel nostro paese) è divenuto il terzo produttore di energia fotovoltaica in Europa. All'annuncio ufficiale dell'operazione, Renato Ravanelli, Ceo del Gruppo ha dichiarato "le rilevanti efficienze operative e finanziarie che potranno essere conseguite grazie alla scala produttiva raggiunta, faranno (di F2i) uno dei produttori di energia elettrica da fonte solare più efficienti a livello continentale", a conferma della rilevanza della dimensione complessiva dell'azienda come vantaggio competitivo. Sempre F2i detiene poi il 50% di EF Solare Italia, in partnership con Enel, il quale gestisce circa 400 MW di fotovoltaico. Infine, ha creato con Edison e EDF Energies Nouvelles, e2i energie speciali, detenendone il 70% del capitale. Ad oggi, quest'ultima società ha capacità installata di produzione eolica per circa 600 MW, risultando così il terzo produttore italiano in questo comparto. La sua missione è quella di crescere e favorire il consolidamento del settore, operando oltre che attraverso le acquisizioni e l'integrazione di altri operatori, anche nella realizzazione di progetti *greenfield*, sia nel rinnovamento di vecchi impianti. Rappresenta un buon esempio del business model che si sta affermando, con il Fondo (F2i) che conferisce le risorse e le competenze finanziarie e i partner industriali a cui sono affidati, da un lato, le attività di O&M (a EDF EN) e dall'altro, la commercializzazione dell'energia prodotta (a Edison).

Il consolidamento del comparto con i relativi benefici di efficienza avrebbe ancora notevole spazio a condizione che si risolva il problema della più o meno rilevante "non compliance" di molti degli attuali impianti

alle norme e regolamenti vari. La questione è derivata dalla convulsione che caratterizzò l'avvio del comparto tanto dal lato degli imprenditori, quanto di molte amministrazioni locali; nonché dal fatto che il GSE ha nel tempo alzato l'asticella dei controlli; infine, che la norma prevede una logica “on/off” per quanto riguarda la penalizzazione degli impianti che hanno vizi relativi all'iter amministrativo o non sono in linea con le norme. Risolvere questo problema serve non solo agli investitori e alle imprese attualmente proprietarie delle strutture; è anche nell'interesse pubblico, dato che l'aumento dell'offerta da rinnovabile va perseguito innanzi tutto attraverso l'efficientamento degli impianti fotovoltaici ed eolici già in attività.

Oltre alla partita della concentrazione e rinnovo dell'esistente, i fondi d'investimento saranno protagonisti anche nella fase di nuovi grandi investimenti necessari per raggiungere i target europei e nazionali di produzione di elettricità da fonti rinnovabili. Le condizioni sono però molto diverse da quelle di quindici anni fa: da un lato, non ci saranno incentivi economici; dall'altro, i nuovi impianti costano molto meno e sono più efficienti. Non ha comunque dubbi Pietro Pacchione, direttore del business development di Tages, uno dei fondi infrastrutturali attualmente maggiormente impegnati nel consolidamento del fotovoltaico in Italia: “anche grazie all'ancora abbondante liquidità sui mercati finanziari, anche nei prossimi anni, fotovoltaico ed eolico saranno in grado di attirare molti capitali, soprattutto se si riuscirà a dare stabilità al quadro normativo e regolatorio e a far convergere le scelte di Regioni ed enti locali sugli obiettivi comunitari”.

Capitolo 4

Elettricità Futura: la storia di una integrazione di successo

DUE MONDI DIVERSI IN CERCA DI INTESA

La fusione tra Assoelettrica e assoRinnovabili ha origine in una visione che i suoi artefici avevano piuttosto chiara già nei primi anni di questo decennio: la produzione di energia elettrica era destinata ad essere basata sulle rinnovabili (e anche in tempi relativamente rapidi). La vecchia contrapposizione tra termoelettrici e rinnovabili non aveva più senso, perché la transizione era ineluttabile ed andava a vantaggio di tutti gestirla insieme. Come sempre, però, la razionalità strategica non è sufficiente; occorre anche che le specifiche aspettative di tutti siano soddisfatte in maniera sufficientemente equilibrata; che il modello di governo della nuova entità sia tale da far sentire tutti gli attori effettivamente in grado di perseguire i propri interessi. Infine, occorre far convergere le culture ed i valori delle persone coinvolte.

Gli assetti di partenza non erano propriamente favorevoli al verificarsi di dette condizioni: le due associazioni rappresentavano mondi che fino ad allora erano stati molto distanti. Da un lato, c'erano i produttori tradizionali, circa settanta, una buona parte di grandissime o grandi dimensioni; abituati ad una gestione dell'offerta abbastanza stabile e centrati sulle tradizionali tecnologie elettrotecniche; imprese che nel primo decennio del secolo avevano realizzato investimenti in produzione termoelettrica nell'ordine dei trenta miliardi di euro. Dall'altro, assoRinnovabili che nell'ultimo anno prima dell'integrazione assocava circa seicento produttori, tre quarti dei quali nel solare, oltre ad un'ottantina di società di servizi; nella stragrande maggioranza dei casi, si trattava di piccole e piccolissime aziende come dimostrano i valori medi: poco più di due impianti gestiti da ogni società, di potenza media pari a 5 MW, circa 11 miliardi di fatturato, intorno ai ventimila dipendenti. Un'associa-

zione già piuttosto eterogena, essendo essa stessa il risultato dell'integrazione delle varie associazioni degli specifici compatti di rinnovabili, a partire da quella storica dei produttori idroelettrici.

Un passaggio del discorso all'assemblea di Assoelettrica del 2012 del suo presidente di allora testimonia con grande chiarezza la distanza tra i due mondi: “Il settore elettrico appare spaccato in due come una mela. Una parte offre la sua energia sul mercato e un'altra arriva ai consumatori in forza di varie regole che ne assicurano il dispacciamento prioritario ed obbligatorio. (...) Una configurazione siffatta genera tensioni e diseconomie che mettono a rischio la struttura stessa del sistema elettrico italiano”.

Due mondi con culture molto diverse. I produttori termoelettrici erano da decenni una componente primaria dell'industria del paese, gestendo una infrastruttura decisiva nel suo sistema sociale ed economico, consideravano gli altri con un certo distacco, per la dimensione irrisoria e per la confusione che la loro presenza determinava in un sistema industriale fino ad allora basato su una solida geometria. Per diversi anni, quelle che oggi indichiamo con rispetto fonti “rinnovabili” erano considerate semplici fonti “alternative”. Sull'altro versante, i produttori di elettricità *green* consideravano la produzione termoelettrica come qualcosa da superare, sempre meno coerente con i valori del mondo, mentre le rinnovabili erano il futuro, anche in termini di opportunità di business. C'era anche una componente ideologica: soprattutto chi si mise a produrre elettricità da rinnovabili prima della stagione degli incentivi, lo fece anche sull'onda di una forte spinta ambientalista: considerava i produttori tradizionali degli inquinatori che andavano fermati per il bene del pianeta, ancor prima che per interessi economici.

Per giunta, gli obiettivi strategici erano ovviamente molto diversi: per assoRinnovabili era essenziale continuare a sviluppare impianti rinnovabili e risolvere le complessità degli iter autorizzativi per le installazioni. Per Assoelettrica, la questione centrale era come coordinare la riduzione delle ore di funzionamento degli impianti flessibili e la necessità di capacità di backup. Con un mercato spot dominato sempre di più dalle rinnovabili e incapace di dare corretti segnali di lungo termine per investimenti e disinvestimenti, si cercò di trovare nuove soluzioni che riflettessero il mutato equilibrio. La proposta del “capacity market”, complementare al mercato spot, fu pensata proprio in questa direzione: un meccanismo in grado di fornire segnali di lungo periodo trasformando flussi di cassa incerti (le cd. *peak energy rents*) in flussi di cassa certi (il prezzo del-

la *reliability option*). Inizialmente era un'ipotesi che non piaceva ai piccoli e piccolissimi nuovi produttori delle rinnovabili, tuttavia fu presto chiaro a tutti che lo sviluppo ambizioso delle fonti rinnovabili previsto prima dalla SEN e poi dal Clean Energy Package non poteva essere possibile senza un adeguato backup degli impianti flessibili e del Demand Side Management in grado di supplire ai momenti di assenza di sole e vento e di garantire la stabilità e l'adeguatezza del sistema elettrico.

Per altro, anche nel mondo delle rinnovabili vi erano complessità dovute all'eterogeneità delle diverse tecnologie. Differenze tra eolico e fotovoltaico ad esempio, sulla delicata questione dell'impatto paesaggistico e dell'uso del suolo degli impianti. L'idroelettrico, con problematiche completamente diverse che ruotano attorno alla concessione; poi, la termovalorizzazione, dove da tempo esiste un forte deficit di capacità produttiva e quindi grandi opportunità di investimento, ma che incontra forti difficoltà di investimento per una generale avversione delle amministrazioni locali. Infine, c'è il mondo della distribuzione: *wholesalers* e *retailer*, con una visione sulle dinamiche di liberalizzazione del mercato diversa da quella dei produttori.

IL PERCORSO VIRTUOSO VERSO LA FUSIONE

L'inizio della nuova fase si può collocare più o meno nel 2015, grazie al convergere di quattro condizioni: il rapido dietrofront politico relativamente agli incentivi alle rinnovabili, con i molto discussi effetti retroattivi; la definitiva e decisa virata dei produttori leader verso le produzioni da fonti non fossili; l'avvio di una timida ripresa economica e dei consumi di elettricità; infine, la consapevolezza anche nel mondo delle rinnovabili che fosse arrivato il momento di una certa razionalizzazione e consolidamento del comparto. La fine dei super-incentivi e le crescenti complessità del mercato significavano la conclusione della stagione degli "animal spirits". Per le imprese nelle rinnovabili era arrivato il momento di strutturarsi; i valori ecologici rimanevano al centro e anche l'istinto imprenditoriale, ma occorreva "fare sistema", anzi saper "essere sistema": soggetti strutturati, all'altezza della grande opportunità di essere leader dello sviluppo dell'industria elettrica. Nell'altra metà del campo, lo spostamento dei produttori tradizionali verso la produzione *green* era sempre più intenso; basti pensare che nel 2014, il 36% della produzione delle imprese raggruppate in Assoelettrica era da fonti rinnovabili; e que-

sta pesava per quasi la metà della produzione da FER in Italia, a significare che i maggiori produttori di rinnovabili erano (anche) in questa associazione.

Agostino Re Rebaudengo che guidò la fusione dal lato assoRinnovabili in qualità di presidente ricorda: “Per entrambe le categorie di imprese il contesto produttivo e istituzionale era molto diverso da quello anche solo di pochi anni prima. Era iniziata una nuova fase in cui sarebbe presto diventato necessario disegnare i nuovi meccanismi di mercato e questa volta era sarebbe stato opportuno farlo insieme”. Per i produttori di energia elettrica da fonte rinnovabile, non aveva davvero senso considerare gli altri come antagonisti; l’interesse prioritario doveva essere, all’avvenuto superamento del 30% di energia elettrica rinnovabile, quello di mantenere la rete efficiente ed in equilibrio, equilibrio più facilmente raggiungibile con la presenza della produzione termoelettrica, almeno nel medio termine. Era ormai nel loro interesse che la produzione termoelettrica trovasse le migliori condizioni per assolvere alla sua funzione di “garante” dell’offerta necessaria a mantenere sempre in equilibrio domanda ed offerta. I *blackouts* erano un danno per tutti, ma in primo luogo per l’affermazione dell’idea che un sistema elettrico potesse essere centrato sulla produzione da rinnovabili. Inoltre, tutti gli operatori condividevano una priorità: la stabilizzazione dell’assetto normativo e regolatorio, per ridurre la rischiosità “di contesto” degli investimenti. Il presidente di assoRinnovabili si espresse con grande convinzione nell’assemblea associativa del 2016: “(...) Abbiamo convenuto come sia importante che tutta la filiera del settore possa riconoscersi all’interno di un’unica Associazione che, da un lato, superi le antistoriche contrapposizioni tra produttori da fonti convenzionali e produttori da energie rinnovabili, tra grandi e piccoli operatori e, dall’altro, coinvolga anche altri soggetti della filiera come DSO, grossisti, ESCO e il mondo della generazione distribuita. (...) Siamo altresì convinti che la nuova Associazione, nel perimetro di Confindustria, accrescerà la nostra rappresentatività e autorevolezza nelle sedi istituzionali in cui, entro breve, si assumeranno le scelte strategiche per il futuro del nostro settore”.

Le migliori premesse per creare un’unica grande Associazione di produttori di elettricità erano dunque poste, in queste operazioni, i fattori d’inerzia sono però sempre forti. Occorreva qualcuno che attivasse il “colpo d’ala”.

Tutti i protagonisti riconoscono che quel qualcuno fu Enel, che si mosse apertamente per favorire quell’integrazione tra i due mondi della pro-

duzione elettrica che aveva già realizzato a casa propria. Il vertice del Gruppo era cresciuto nelle rinnovabili, e questo rendeva molto credibile l'operazione alle imprese di quel comparto: l'impegno a favore dell'integrazione delle due associazioni era infatti coerente con la nuova strategia di Enel che metteva l'energia "verde" al centro dello sviluppo suo e di tutta l'industria elettrica italiana. Per di più Enel Green Power era una grandissima azienda soprattutto all'estero, dove aveva saputo guadagnare posizioni di leadership e non aveva fatto la scelta di diventare oligopolista in Italia. In definitiva Enel e i suoi leader ben potevano essere riconosciuti da tutti come garanti dell'integrazione.

Era il maggio del 2016, il Direttore degli Affari Europei del Gruppo, Simone Mori venne eletto presidente di Assoelettrica con il mandato di realizzare la fusione. Il neo-presidente non perse tempo: come lui stesso ricorda: "Poche settimane dopo la mia nomina, chiamai il presidente di assoRinnovabili, Re Rebaudengo; preparammo insieme un *memorandum of understanding* nel quale tra l'altro ci davamo al massimo un anno per arrivare alla fusione". Ci volle anche meno: il 27 aprile 2017, nasceva formalmente Elettricità Futura: circa 700 imprese con 76.000 MW di potenza installata e 40.000 addetti, oltre a quasi 1,2 milioni di chilometri di linee; in sintesi, più del 70% dell'energia elettrica consumata in Italia.

Nonostante la rapidità, il lavoro preparatorio fu molto intenso. I vertici delle due associazioni confrontarono attentamente le rispettive posizioni su tutti i temi rilevanti: la nuova direttiva europea sulle fonti rinnovabili, il mercato elettrico, gli sbilanciamenti, le forme di sostegno. E su una questione delicata si presentarono unite anche prima dell'integrazione, avanzando richiesta congiunta di modificare gli effetti negativi per i piccoli produttori della Del. 444/2016; richiesta che è stata poi accolta dall'Autorità, garantendo una parità di trattamento tra grandi e piccoli operatori.

Particolare attenzione venne posta a creare una governance che garantisse gli equilibri e facesse sentire tutti veramente rappresentati. Il nodo era che in Assoelettrica i voti erano distribuiti con il modello confindustriale, cioè secondo l'entità del contributo, a sua volta conseguente il peso dell'impresa (in termini di dipendenti e fatturato), mentre in assoRinnovabili, con la logica dei consorzi "una testa un voto".

La dicotomia tra numero e peso è stata risolta dividendo l'universo degli associati in categorie e attribuendo a ciascuna un numero equilibrato di rappresentanti nel Consiglio Generale. All'interno di ciascuna ca-

tegoria, le imprese hanno un peso elettorale proporzionato alle quote pagate, quindi alla dimensione, l'attribuzione a ciascuna categoria di un uguale numero di rappresentanti, sette per la precisione, sterilizza in parte il fattore dimensionale. Le categorie sono: i) termoelettrici; ii) rinnovabili; iii) piccoli produttori di energia e fornitori di servizi; iv) traders; v) gestori di rete, e garantiscono una piena rappresentazione di tutte le componenti della filiera elettrica. Del resto, al di là dei meccanismi di voto, i "padri fondatori" furono concordi nel promuovere la regola non scritta che le decisioni, quanto meno sui temi strategici dovessero essere prese all'unanimità. Un approccio che avrebbe reso ovviamente più complesso il processo decisionale, garantendo di contro la mediazione e sviluppando fiducia condivisa, componenti essenziali per creare il collante tra mondi in precedenza separati. Nel modello di governo, è anche molto significativa la previsione, accanto agli organi collettivi tipici di un'Associazione, Assemblea e Consiglio generale, di un "Comitato strategico" che, pur non avendo il rango di organo associativo, è previsto nello Statuto con la funzione di "collaborare con il presidente, affiancandolo nell'elaborazione degli indirizzi e nella realizzazione delle attività". È composto da Presidente, quattro Vice-Presidenti e non più di undici altri membri, tutti rappresentanti di altissimo profilo degli associati più rappresentativi: si riunisce mediamente una volta al mese, funzionando quindi da gruppo – guida dell'Associazione.

Il primo atto fu la definizione della struttura organizzativa: funzioni, responsabilità e, nomi; era il primo banco di prova dove sperimentare la voglia di collaborare e la fiducia reciproca tra i vari membri del comitato strategico e del Consiglio Generale. Andò bene: il primo organigramma della nuova Associazione venne approvato rapidamente e con piena soddisfazione di tutti.

Anche l'opportunità per testare la convergenza di visione e strategia arrivò subito, perché il governo stava lavorando alla SEN e attendeva le proposte del settore elettrico. Il lavoro fu intenso, ispirato dalla effettiva ricerca dei punti di accordo e alla fine produsse proposte pienamente condivise.

Questa coesione fu molto importante; sancì l'autorevolezza della nuova Associazione agli occhi del governo, della politica e dei diversi stakeholders. Elettricità Futura si dimostrava essere quella "cabina di regia" auspicata da tutti gli operatori per elaborare proposte unitarie e consistenti e al tempo stesso un interlocutore di governo e autorità molto credibile data la rappresentatività e l'elevata competenza tecnica che l'hanno

caratterizzata sin da subito. Nell'industria dell'energia, non ci sono in Europa e probabilmente nel mondo associazioni che allo stesso modo aggregano attorno ad una visione comune e una strategia unitaria, la gran parte degli attori privati (e tutti quelli significativi) impegnati in tutti i comparti del sistema elettrico. È una componente importante dell'eccellenza dell'industria elettrica italiana, per almeno tre ragioni: la prima è sottolineata da Ermete Realacci, protagonista in tanti ambiti dello sviluppo *green* del paese e attualmente presidente della Fondazione Symbola: "L'esistenza di Elettricità Futura garantisce che l'industria elettrica nel suo insieme maturi una visione comune della transizione energetica e che le sue diverse componenti opereranno in modo unitario e sinergico per la sua migliore attuazione". In secondo luogo, l'Associazione ha tutte le condizioni per essere anche un eco-sistema dove attori diversi lavorano insieme nello sviluppo delle conoscenze tecnologiche, gestionali e giuridiche utili per le sfide in atto. Infine, garantisce al governo e alle istituzioni un interlocutore unitario e qualificato nel lavoro comune per lo sviluppo sostenibile dell'industria.

Un'ottima partenza, dunque, per Elettricità Futura; necessaria per gestire quattro grandi sfide.

LE SFIDE FUTURE I – COME GESTIRE IL NUOVO GRANDE FABBISOGNO DI FER

Solo nel 2017, l'ultima SEN aveva fissato il target di consumo di elettricità generata da rinnovabili al 55% al 2030; sulla base dell'ultima direttiva europea, questo obiettivo è alzato oltre il 60%. Per volersi anche solo avvicinare a questo numero, occorre attivare una nuova ondata di investimenti in capacità da rinnovabili; grosso modo 5 GW all'anno dal 2018 al 2030, e assumendo di aver realizzato il massimo rinnovo possibile del parco fotovoltaico ed eolico già esistente.

Per dare un'idea della complessità della questione, nel 2017 è stata installata nuova capacità FER per 0,86 GW; va ricordato che, mentre tra il 2007 e il 2013, la capacità installata di generazione da FER è più che raddoppiata, tra il 2013 e il 2016 è aumentata solo del 10%³⁶. Negli ul-

36. Secondo dati GSE, nel 2007 la capacità installata di generazione da FER era a 22,3 GW, nel 2013 era a 47,3 GW e nel 2016 a 51,8 GW.

timi tre anni, sono stati allacciati tra eolico e fotovoltaico circa 730 MW all'anno, e nel primo trimestre del 2018, 140 MW. Infine, questa volta, i nuovi investimenti dovranno essere realizzati senza incentivi economici, in un contesto istituzionale almeno al momento piuttosto incerto. Oltretutto, negli ultimissimi anni, il peso della produzione da rinnovabili ha rallentato; i dati di preconsuntivo relativi al mix iniziale nazionale utilizzato per la produzione dell'energia elettrica utilizzata in Italia, presentati dal GSE³⁷ nel luglio 2018, evidenziano un incremento del gas che arriva al 42%, collocandosi nuovamente al primo posto, mentre le rinnovabili si fermano al di sotto del 37%, perdendo due punti percentuali (in compenso, si registra l'ulteriore riduzione del carbone che scende al di sotto del 14%).

Premesso che quel 65% di consumi da FER non sarà raggiungibile senza un forte impulso sul fronte dell'efficienza e dell'elettrificazione dei consumi di energia, è chiaro che non basterà come in passato attivare una miriade di piccoli o piccolissimi impianti. Serve anche una strategia a favore di installazioni relativamente grandi: eolico *offshore*, solare a concentrazione (oltre il *revamping* delle maggiori strutture idroelettriche). Dal punto di vista degli investitori, molto dipenderà dal nuovo "decreto rinnovabili" che proseguirà sulla strada dei meccanismi competitivi d'asta. Questi sono importanti in quanto favoriscono la riduzione dei prezzi e allo stesso tempo una maggiore prevedibilità dei flussi di cassa, a riguardo, andrà studiata l'opportunità di accorciare l'orizzonte temporale generalmente fissato a venti anni. Allo stesso tempo, è importante favorire l'autoconsumo, creando le condizioni affinché le Comunità possano organizzarsi per produrre l'elettricità di cui hanno bisogno. Un'opportunità che può riguardare dalle micro-agglomerazioni urbane, ai Consorzi industriali, ed ai distretti produttivi.

La questione essenziale è fare in modo che il mercato superi la logica di breve termine a cui è stato abituato in questi ultimi decenni, a favore di un approccio focalizzato sul lungo periodo. In questo senso, è ampiamente condivisa la necessità che anche nel nostro paese si definiscano chiaramente le condizioni di interesse generale rilevanti per i "purchase power agreements" (PPA), così da eliminare fattori di incertezza che tolgono efficacia a tali contratti nella loro funzione di stabilizzazione dei flussi di cassa dei produttori e quindi di bancabilità dei nuovi investimenti.

37. Cfr. <https://www.gse.it/servizi-per-te/fuel-mix-determinazione-del-mix-energetico-per-gli-anni-2016-2017>.

Sarà importante sfruttare le competenze maturate dalle nostre imprese più presenti nei mercati esteri delle rinnovabili dove questi contratti sono già ampiamente utilizzati; in questo senso, sarebbe auspicabile che tali imprese mettessero le loro competenze a disposizione del decisore pubblico e del mercato. Almeno in una prima fase, potrebbe anche essere utile introdurre forme di garanzia pubblica (a beneficio sia dell'acquirente e sia del fornitore di energia); inoltre, stimoli gli acquirenti che non di rado appaiono ancora piuttosto tiepidi all'idea di legarsi nell'acquisto di energia per un periodo di tempo lungo. Infine, è importante che anche il GSE si muova con decisione sulla strada dei PPA.

Occorre anche favorire un ulteriore salto tecnologico sul fronte dei sistemi di accumulo, le *smart grid* e la digitalizzazione dei piccoli impianti per introdurre efficaci meccanismi di controllo a distanza. Introdurre e utilizzare queste tecnologie implica un consolidamento delle competenze tecniche e manageriali all'interno delle imprese, in particolare in quel vasto tessuto di medie e piccole che ancora rappresenta la parte prevalente del mondo delle rinnovabili. Elettricità Futura dovrà accompagnare il processo di consolidamento ormai avviato in particolare nel comparto fotovoltaico; a tal fine, sarà necessario individuare, anche in collaborazione con il GSE, modalità adeguate per sanare le irregolarità amministrative più o meno rilevanti che hanno caratterizzato una parte non secondaria dei progetti realizzati nella fase “eroica” dello sviluppo dei piccoli impianti.

La localizzazione degli impianti sul territorio è un altro tema cruciale, perché molti governi e stakeholder locali sono molto sensibili al consumo del suolo e al mantenimento della qualità del paesaggio esteso, e le produzioni da fonti rinnovabili sono caratterizzate da bassa densità di energia prodotta per unità di superficie necessaria. La questione si riflette concretamente sui tempi degli iter amministrativi ambientali, variabile decisiva nella determinazione della sostenibilità economica del progetto.

Il consumo del suolo riguarda essenzialmente il fotovoltaico. Dato il suo rilievo per il raggiungimento degli obiettivi al 2030, e considerato che, in prospettiva, questa tecnologia ha il potenziale per una ancora più ampia diffusione, occorre individuare modalità di installazione coerenti con gli obiettivi di riduzione del consumo di suolo, anche con riferimento alle aree ad uso agricolo. In questo senso sarà importante avviare un dialogo con le Regioni per individuare strategie per l'utilizzo oculato del territorio, evitando l'uso di terreni ad elevata vocazione agricola, ma sfruttando i siti compatibili. Importante, in questa direzione, l'accordo formale

recentemente stipulato tra Elettricità Futura e Coldiretti per realizzare un censimento puntuale di tutti i siti a potenziale “vocazione energetica” esistenti nell’ambito delle aree agricole, compresi manufatti come serre, stalle, depositi, ecc. Vanno poi studiate le opportunità offerte dalle superficie di grandi edifici e di aree industriali dismesse, le superficie adiacenti alle grandi infrastrutture e alle aree produttive e quelle già compromesse per preesistenti attività produttive: un esempio tipico sono le vecchie cave. Un’altra notevole opportunità può derivare dall’integrazione tra installazione di fotovoltaico in siti con presenza di strutture in amianto per finanziarne la bonifica. Il potenziale di questa operazione è enorme, se si considera che il ministero dell’ambiente stima che circa l’1% della superficie del paese ospiti in qualche maniera strutture di amianto.

Il problema principale dell’eolico è, invece, l’impatto paesaggistico. Nel 2010, vennero stabilite delle linee guida per il corretto inserimento degli impianti eolici nel paesaggio e sul territorio: occorrerà aggiornarle, anche in considerazione dello sviluppo di aerogeneratori di taglia crescente e più efficienti. Per gli impianti *onshore*, si tratta quindi di valutare il trade off in termini di qualità del paesaggio tra numero complessivo di aereogeneratori e dimensione di ciascuno: minor numero, per maggior dimensione. Per gli impianti eolici *offshore*, si ritiene necessario superare le criticità emerse in sede autorizzativa, che hanno finora bloccato lo sviluppo del settore, ed incentrare in particolare su problemi di tutela paesaggistica.

Lo sviluppo di solare ed eolico deve dunque tenere conto dell’importanza della tutela del paesaggio; non a caso la SEN 2017 favorisce innanzi tutto il rinnovo (*repowering/revamping*) degli impianti già esistenti, e per le nuove installazioni spinge a dare priorità alle aree così dette “*brownfield*”. Ma la quantità di nuova produzione da rinnovabili richiederà comunque un numero molto elevato di iniziative *greenfield*. Per queste, è cruciale per le imprese che ci sia la massima chiarezza sull’individuazione delle aree, sulla gestione delle aspettative degli attori locali, e sulla garanzia di rispetto dei tempi per le autorizzazioni, altrimenti è inevitabile che esse continueranno ad investire soprattutto all’estero, dove c’è altrettanta domanda di investimenti e condizioni di “contesto” molto più favorevoli. Su questa problematica, è significativa la posizione di Edoardo Zanchini, presidente di Legambiente: “Raggiungere gli obiettivi di produzione da rinnovabili e magari andare anche oltre va considerato come assolutamente prioritario, è essenziale una regia forte che garantisca la realizzazione efficiente e rapida della nuova fase di grande aumento del-

la capacità produttiva da rinnovabili". In concreto servono linee guida che indichino in maniera chiara le caratteristiche delle aree dove si può installare nuova produzione, le procedure per farlo e gli adempimenti richiesti alle imprese. In questo senso, sarà importante il piano "Energia e clima" dal quale ci si attende una visione sul futuro energetico del paese e una conseguente strategia organica che spinga produzione rinnovabile ed efficienza energetica, superando inefficienze burocratiche e possibili atteggiamenti "nimby" delle amministrazioni locali. Condizioni queste particolarmente importanti per attuare quell'ulteriore salto dimensionale di produzione da rinnovabili atteso in questo decennio. Le attuali forze politiche di maggioranza appaiono ben consce della problematica e attente a cercare di risolverla: "il Parlamento intende supportare e stimolare il governo nell'attuare misure incisive di semplificazione burocratica utili per dare un quadro di certezza agli investitori in rinnovabili", afferma il senatore Gianni Girotto, presidente della X Commissione permanente del Senato, e particolarmente attento all'industria elettrica. È una visione molto incoraggiante, perché è chiaro a tutti che un'azione decisa e credibile del governo nazionale è essenziale per orientare (almeno potenzialmente) gli enti locali ad operare in modo efficiente e nell'interesse generale. Del resto, la posta in gioco è davvero alta: secondo recentissimi dati prodotti da Elettricità Futura³⁸, gli investimenti al 2030 saranno nell'ordine di cinquanta miliardi di euro, con un incremento di occupazione stabile (addetti alla gestione e manutenzione) di oltre cinquantuno mila a cui si aggiungono altri settantasette mila occupati nella fase di costruzione; il valore aggiunto stimato supera gli undici miliardi, di cui almeno un terzo a vantaggio dello Stato e degli enti locali attraverso gettito fiscale e altri contributi. Far partire rapidamente questa nuova fase di investimenti è davvero nell'interesse di tutti: dell'ambiente, dell'amministrazione pubblica, dei cittadini, delle imprese.

LE SFIDE FUTURE 2 – L'EQUILIBRIO TRA ANIME DIVERSE

Elettricità futura ha rapidamente guadagnato un rilievo istituzionale per il fatto di rappresentare tutto il sistema della produzione elettrica, rin-

38. Cfr. Elemens: una nuova era per le rinnovabili elettriche – i benefici e i costi della roadmap tracciata dalla direttiva REDII al 2030. Elettricità Futura, luglio 2018.

novabili e termoelettrico, piccoli, grandi e grandissimi produttori, italiani ed esteri, mondo dell'industria, della distribuzione e anche attori finanziari. La sfida è mantenere nel tempo questa unitarietà; vincere questa sfida è obiettivo primario della presidenza di Simone Mori: "il mondo della produzione, della distribuzione e della vendita dell'energia elettrica deve potersi presentare in maniera unitaria, per proporre interventi e soluzioni condivise da tutti gli operatori. E questo è nell'interesse di tutti, delle aziende ma anche dei consumatori finali e delle stesse autorità di regolazione". Su questa priorità è concentrato anche tutto il vertice di Elettricità Futura; Lucia Bormida, uno dei Vice-Presidenti dell'Associazione e Chief Public Affairs&Communication Officer del Gruppo ERG osserva: "bisognerà sempre tenere la barra dritta sui macro-obiettivi comuni, essere persone ragionevoli e di buona volontà per bilanciare interessi che sulle questioni specifiche potranno anche essere diversi". Il macro-obiettivo comune è mantenere nel tempo il miglior bilanciamento del mix produttivo, integrando eccellenza ambientale della produzione, sicurezza e resilienza del sistema elettrico nel suo insieme, massima economicità dell'offerta di elettricità, sviluppo tecnologico.

Le differenze interne vanno quindi considerate nella prospettiva del vantaggio (posto in evidenza nel precedente capitolo) di disporre di un mix energetico ben diversificato. Se da un lato, è chiaro agli stessi produttori termoelettrici che tutto lo sviluppo futuro dell'industria si gioca su investimenti e innovazione tecnologica nella generazione da rinnovabili e nell'efficienza energetica, dall'altro, è altrettanto chiaro ai produttori da rinnovabili che la produzione termoelettrica avrà comunque un ruolo irrinunciabile ancora a lungo per garantire la necessaria sicurezza al sistema elettrico nel suo insieme, e ha sviluppato tecnologie che la rendono comunque efficace anche dal punto di vista ambientale. La questione è attualmente di particolare urgenza in relazione all'obiettivo, ormai molto vicino, di totale decarbonizzazione della produzione elettrica in Italia; osserva Marco Margheri³⁹, altro vice-presidente di Elettricità Futura: "per attuare il *phase out* dal carbone garantendo la sicurezza del sistema elettrico, a costi competitivi e nei tempi stabiliti, è essenziale il bilanciamento tra rinnovabili e produzione a ciclo combinato a gas. Occorre favorire la migliore collaborazione tra le diverse tipologie di produttori

39. Marco Margheri è direttore responsabile delle relazioni istituzionali e sostenibilità di Edison.

coinvolti”. Del tutto analoga è la posizione di Francesco Giunti, presidente e amministratore delegato di ENI Power: “il completo abbandono del carbone da realizzare ormai rapidamente, richiederà necessariamente anche un aumento del ciclo combinato a gas e una ulteriore spinta sull’efficienza nei consumi energetici.

In questa prospettiva, “Elettricità Futura è anche il luogo ideale dove condurre le valutazioni tecniche, economiche, organizzative per la migliore gestione della transizione energetica”, osserva Luca Valerio Camerano, nella sua qualità di Vice-Presidente dell’Associazione. Conoscenze e valutazioni basilari per le strategie delle imprese, e altrettanto preziose per i decisori istituzionali chiamati a stabilire le politiche di sviluppo del sistema elettrico del paese.

Tuttavia, quella tra produzione termoelettrica e da rinnovabili non è l’unica differenza importante nel mondo di Elettricità Futura. Del resto, la generale convergenza dei vari attori verso le rinnovabili non supera in sé le problematiche implicite in un settore oggi costituito da un grande campione internazionale, una dozzina di grandi aziende, una parte delle quali però con interessi al più interregionali, alcuni importanti attori finanziarie e poi una miriade di medie e piccole imprese. Non è facile mantenere una visione comune e soprattutto scongiurare aree di conflitto tra operatori così diversi. Una questione complessa sarà certamente l’evoluzione dei modelli di vendita dell’energia. Per partecipare in maniera efficace alle aste, occorre una certa dimensione e competitività: i piccoli si aspettano qualche meccanismo di supporto o di sussidio per recuperare lo svantaggio della dimensione. Occorre anche individuare dei meccanismi per rendere i PPA (o comunque contratti di lungo termine) utilizzabili anche dai piccoli produttori e su questo tema, il GSE potrebbe svolgere un ruolo decisivo. Il Presidente di Asja Ambiente e Vice-Presidente di Elettricità Futura, Re Rebaudengo, osserva: “La nostra Associazione dovrà farsi carico di individuare meccanismi condivisi affinché il promettente mercato dei servizi di rete sia accessibile anche alle medie e alle piccole imprese produttrici di energia da fonti rinnovabili”. Altrettanto importante è favorire la transizione verso la “generazione diffusa”, molto vicina all’utilizzatore, dove la dimensione produttiva ottimale è relativamente contenuta. Chi gestisce le reti di distribuzione ha ovviamente molta influenza sulle possibilità di sviluppo di questo modello.

Del resto, la piccola taglia degli impianti che usano fonti rinnovabili non significa che la dimensione non sia più un fattore competitivo rilevante. Come sottolinea Francesco Starace, “La grande dimensione su scala in-

ternazionale è una condizione essenziale, anche più che in passato, per sviluppare la tanta nuova capacità produttiva da rinnovabili che sarà necessaria in questi e nei prossimi anni, creando valore economico e sapendo gestire al meglio le aspettative di tutti gli stakeholders". Le ragioni sono evidenti: la grande dimensione internazionale è condizione essenziale per poter presidiare i mercati geografici più promettenti, sviluppando così competenze gestionali ad ampio spettro e allo stesso tempo entrando più facilmente in relazione con chi sviluppa le migliori tecnologie. Favorisce poi l'aggregazione dei fornitori eccellenti e aumenta il potere di mercato nei loro confronti; non da ultimo implica una reputazione e una visibilità che in alcuni mercati hanno rilievo competitivo e comunque favoriscono l'attrazione di risorse eccellenti. Le tecnologie produttive dominanti sono abbastanza mature, e la ricerca per la loro innovazione richiede investimenti molto consistenti; è chiaro, dunque, che lo spazio per nuove start-up è molto limitato, così come per aziende mono-impianto.

In definitiva, occorre agire su due fronti: da un lato, accompagnare il consolidamento del settore, favorendo aggregazioni industriali e il coinvolgimento degli attori finanziari; dall'altro, sostenere lo sviluppo di quelle innovazioni che favoriscono un'efficace accesso al mercato anche agli operatori relativamente piccoli. In tale prospettiva, Enrico Falck, Presidente del CdA di Falck Renewables, pone una priorità precisa: "Per una produzione diffusa di elettricità da rinnovabili, è cruciale la tecnologia di accumulo. La nostra Associazione deve promuovere l'impegno pubblico e dei grandi Gruppi negli investimenti in questa direzione."

La priorità ambientale che accomuna generazione da rinnovabili ed efficienza energetica non supera le differenze implicite nell'obiettivo dei produttori che è comunque quello di vendere più megawatt ora e in quello di ridurre i consumi, proprio delle società di servizi energetici. Va considerato che l'ulteriore miglioramento dei livelli di efficienza complessiva del sistema energetico è essenziale per poter raggiungere gli obiettivi ambientali fissati dall'UE e ribaditi a livello nazionale. "creare tutte le condizioni per aumentare di molto l'efficienza energetica è l'impegno primario del parlamento e del governo", afferma il senatore Gianni Girotto. D'altro canto, anche il comparto dell'efficienza energetica ha in passato beneficiato di incentivi, i noti "certificati bianchi", che lo hanno fatto crescere in maniera rapida ma a maglie un po' larghe. Nei prossimi anni sarà importante favorire un irrobustimento del comparto, anche considerato che è proprio qui che ci saranno le maggiori opportunità di creare valore aggiunto.

Infine, va considerato che l'obiettivo di aumentare la quota di elettricità nel mix energetico, basato sul fatto che essa è il miglior vettore e in prospettiva anche con minimo impatto ambientale, deve essere modulato con attenzione, tenuto conto che tra gli associati ci sono anche attori direttamente o indirettamente impegnati in altri comparti energetici.

LE SFIDE FUTURE 3 – L'AMMODERNAMENTO DELLE RETI

Le logiche di trasporto dell'energia elettrica, e di conseguenza l'articolazione delle reti di trasmissione e distribuzione, sono state per decenni basate sulle caratteristiche della generazione termoelettrica. La centralità raggiunta in relativamente pochi anni della produzione da rinnovabili ha ovviamente determinato la necessità di un cambiamento molto radicale di tali logiche; nella stessa direzione spingerà lo sviluppo del “mercato unico europeo” dell'energia, basato sullo scambio efficiente di elettricità tra i paesi. La trasformazione del mix di fonti a favore delle rinnovabili e del mercato europeo devono, dunque, essere accompagnati dall'evoluzione delle reti e dall'innovazione dei meccanismi di connessione tra queste e gli impianti di generazione. A riguardo, non va dimenticato che la trasmissione e ancor di più la distribuzione sono ambiti dove la generazione di valore economico è elevata e relativamente stabile e dove, allo stesso tempo, si determinano una parte consistente degli “oneri di sistema” che pesano nella bolletta dell'utente finale.

Occorre raggiungere due obiettivi di fondo: ridurre la distanza tra produttore e utilizzatori, favorendo i meccanismi di coinvolgimento attivo di questi ultimi nel mercato e garantire stabilità al sistema elettrico nel suo insieme. È chiaro che su questa questione Terna e i gestori delle reti di distribuzione giocano un ruolo fondamentale. In questi anni, sono stati avviati vari interventi per uno sviluppo della rete resiliente alle congestioni e capace della migliore integrazione delle rinnovabili; ora si dovrà accelerare l'innovazione delle reti e l'evoluzione delle regole di mercato sul dispacciamento per fare in modo che la domanda partecipi attivamente all'equilibrio del sistema e contribuisca a fornire la flessibilità necessaria, in particolare attraverso le figure degli aggregatori. Bisogna valorizzare i meccanismi e le tecnologie che favoriscono l'interazione virtuosa tra produzione, reti e domanda.

Dal punto di vista della sicurezza, tuttavia, gli strumenti normativi attualmente a disposizione per gestire la transizione hanno dimostrato alcune

criticità. Anche in questo caso, c'è il problema della complessità delle procedure amministrative di valutazione dei piani e dei progetti di rete, insieme l'incertezza sui tempi necessari per il loro completamento. La generale adesione agli obiettivi di sicurezza del sistema e di sostegno alle rinnovabili non sempre trova riscontro negli iter autorizzativi degli interventi infrastrutturali necessari, che scontano ritardi, valutazioni contrastanti o addirittura non conciliabili da parte delle Amministrazioni coinvolte. Un banco di prova cruciale sarà l'accelerazione dell'uscita dal carbone, considerato che questa richiede necessariamente un contestuale consistente aumento delle nuove installazioni di rinnovabili. Gli attuali tempi medi di valutazione e autorizzazione riscontrabili per opere simili non sono compatibili con gli obiettivi. Di conseguenza, sarà necessario individuare procedure innovative molto più efficaci delle attuali; allo stesso tempo, sarà necessario promuovere un confronto efficace tra Ministeri competenti, regioni, imprese, stakeholders per delineare le modalità e i tempi per la possibile riconversione dei siti e le garanzie di riqualificazione e ricollocazione del personale.

LE SFIDE FUTURE 4 – FAVORIRE L'INNOVAZIONE DEL MERCATO

È necessario accompagnare l'innovazione del mercato, intervenendo da un lato su un problema e dall'altro su una opportunità. Il primo attiene ai rischi per il sistema derivanti dall'eccessiva frammentazione di una parte del mercato *retail*; il secondo riguarda le aspettative di sviluppo della partecipazione della domanda ai mercati, il così detto “*market response*” con i vantaggi economici e di stabilizzazione della rete che ne derivano.

Nel 2007, il processo di liberalizzazione della vendita di elettricità arrivò a compimento, completando la rivoluzione in senso competitivo del settore nel suo insieme. Anche in questo ambito, vi fu un grande dinamismo da parte delle imprese, che ha determinato un elevato grado di frammentazione; tra il 2010 e il 2015, il numero dei *retailer* entrati nel mercato è aumentato del 116%, arrivando a circa 330 società; in questi ultimi anni, l'incremento è proseguito con la stessa forza e ad oggi, le società di vendita di elettricità sono poco meno di seicento. L'80% di queste sono di piccole dimensioni e circa un terzo in perdita⁴⁰; per altro, nel-

40. Cfr. Poyry (2018) Solidità del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali – bozza di lavoro, pag.8. In questo ambito, sono considerate di piccole dimensioni società con meno di 50 dipendenti e fatturato inferiore a €14 milioni.

l'ultimo biennio anche alcune realtà di medio livello sono fallite o entrate in grave crisi. Solo il 9% è attivo su scala nazionale. Utile sottolineare che i grandi mercati liberalizzati europei risultano molto meno “fluidi”; in Gran Bretagna, ad esempio, gli operatori attivi sono una quarantina; in Germania sono un numero comparabile al nostro (considerata la dimensione del mercato) ma per la maggior parte, pre-esistenti il processo di *unbundling*. In Francia, l'incremento degli operatori è stato di circa il 24%.

La debolezza strutturale e la conseguente forte “instabilità” del *retail* è un evidente problema per lo sviluppo del mercato e il suo funzionamento efficace. È stato determinato per una sorta di “eccesso di liberalizzazione”; basti pensare che nel nostro paese non vi è alcun processo esplicito di autorizzazione per la vendita di energia elettrica; chiunque può avviare questo tipo di attività e senza dover dimostrare caratteristiche particolari; manca un “albo degli operatori”, i quali hanno per altro obblighi informativi molto limitati. Altro fattore di complessità, il fatto che nel mercato libero e in quello della “maggior tutela” nel domestico, vi è comunque un market leader assolutamente dominante e appartenente allo stesso Gruppo del principale operatore nazionale nella distribuzione.

Anche nel segmento *retail* occorre dunque trovare il giusto equilibrio tra abbattimento delle barriere all’entrata e mantenimento della affidabilità complessiva del sistema elettrico. La piena libertà di scelta del consumatore, totale accessibilità al mercato per i nuovi entranti e praticamente annullamento dei costi di transazione sono condizioni potenzialmente molto positive; devono però essere accompagnate da misure che garantiscano la qualità degli operatori, in termini di solidità finanziaria, validità del loro business model, trasparenza e correttezza dei comportamenti. Vari operatori hanno attuato strategie piuttosto aggressive, quando non speculative, con l’assunzione di elevati livello di rischio, senza alcuna attenzione all’opportunità di garantire stabilità al mercato. Le ragioni più rilevanti delle frequenti crisi delle imprese di vendita dell’elettricità sono, appunto politiche commerciali molto aggressive: contratti di vendita a prezzo fisso e con condizioni comunque molto vantaggiose per il cliente, minima richiesta di garanzie al cliente e stipula di contratti di acquisto di elettricità dove la convenienza economica deriva solo dalla gestione speculativa degli sbilanciamenti; infine, mancata copertura dei rischi finanziari delle proprie posizioni.

L’opportunità su cui si dovrà lavorare è, invece, la partecipazione della domanda ai mercati; il così detto “*demand response*” che è già realtà

economicamente consistente negli Stati Uniti e tutto lascia prevedere che nel medio termine lo diventerà anche in Europa e in Asia. È essenziale creare le condizioni perché questa opportunità sia colta anche in Italia. Il nostro paese ha caratteristiche della domanda e di penetrazione FER che la rendono un mercato potenzialmente interessante per lo sviluppo del *“demand response”*. Occorre però intervenire sul quadro regolatorio: condizione essenziale è la possibilità di partecipare al mercato con portafogli aggregati di domanda e quindi ammettere la presenza di un soggetto terzo aggregatore, nonché di prodotti “non simmetrici”⁴¹. Ad oggi, in Italia, a differenza di Germania, Francia e Gran Bretagna, la domanda non può partecipare ai diversi mercati di bilanciamento⁴². Va anche risolta una questione tecnica, inerente alle caratteristiche del Mercato per il servizio di dispacciamento ed in particolare le condizioni della riserva primaria e secondaria. La natura obbligatoria e non remunerata della riserva primaria in Italia non favorisce lo sviluppo del *“demand response”*; va detto che nei principali altri paesi non c'è questo vincolo.

Anche nel caso fosse possibile l'aggregazione della domanda, occorre rimuovere la riserva di capacità e l'offerta a banda che impedirebbero di fatto la partecipazione delle aggregazioni.

Una forte attenzione sul mercato, o più precisamente sui vari soggetti che costituiscono i suoi vari segmenti, va attuata anche da un altro profilo. È necessario *“educare”* imprese (particolarmente le Pmi e le micro), persone fisiche e amministrazioni pubbliche alla vantaggiosità dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili. Fino ad ora, la crescita dei suoi consumi è stato il risultato di un'azione più che altro *“top-down”*, voluta dai governi e attuata dai produttori; il prossimo grande salto avverrà se si attiverà anche una spinta *“bottom-up”* attuata appunto dalla domanda. Saranno gli utilizzatori finali di energia a spingere per un verso, gli attori pubblici ad adottare i presupposti regolatori favorevoli per i nuovi investimenti; per l'altro, le imprese a trovare le condizioni per la loro fattibilità economica e finanziaria. Su questo Antonio Cammisecra vede un importante funzione di Elettricità Futura: “dobbiamo considerare i rappresentanti qualificati degli utilizzatori di elettricità quali interlocutori fondamentali per attuare una comune strategia di sviluppo delle rinnova-

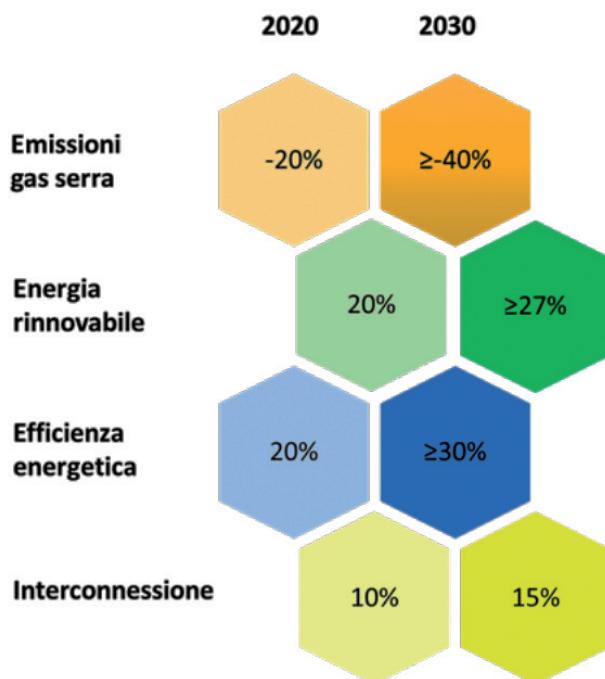
41. Si intende la possibilità di offrire energia a salire staccando il carico.

42. È prevista la partecipazione alla riserva terziaria solo per i progetti pilota delle UVAC (Unità Virtuali Abilitate al Consumo).

vabili. Il coinvolgimento della domanda è una priorità per la nostra associazione". Il ragionamento è lineare: una volontà più chiara e diffusa a voler consumare elettricità verde, per un verso rafforza l'impegno dei produttori; per l'altro convince la politica e la burocrazia. Del resto, a ben pensarci, mentre in quasi tutti i settori, le imprese evidenziano la "sostenibilità" dei loro prodotti o servizi, in quello elettrico la comunicazione della produzione *green* è stranamente piuttosto in sordina. Fare marketing è ovviamente compito delle imprese, ma quando si tratta di porre in luce la superiorità di una tipologia di prodotto, è normale che anche le associazioni scendano in campo. È nell'interesse di tutti far percepire ai consumatori – cittadini che, ad esempio, già oggi l'elettricità prodotta da rinnovabili costa in gran parte dei casi meno di quella "tradizionale"; oppure, che le tecnologie disponibili consentirebbero di gestire il proprio fabbisogno di energia in modo ottimale attraverso connessioni con altri singoli consumatori e una relazione diretta con un determinato produttore. In conclusione, parafrasando un fortunato slogan, che l'elettricità da fonti rinnovabili è "meglio per te e meglio per il pianeta".

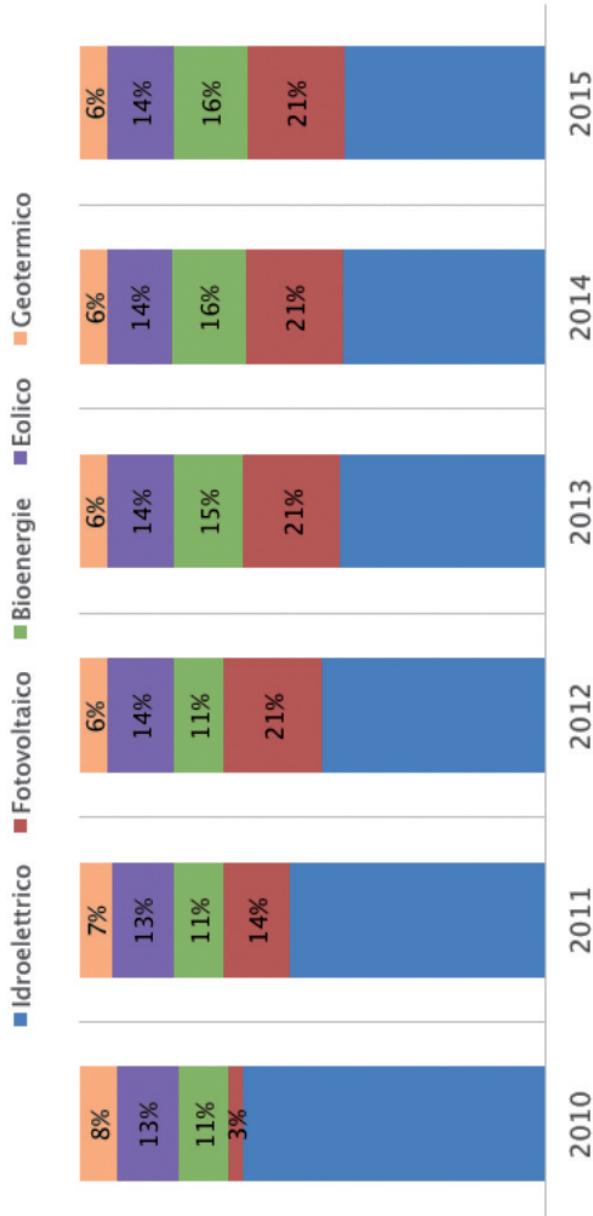
Appendice

Figura 1. Quadro 2030 per Energia e Clima - Obiettivi principali concordati



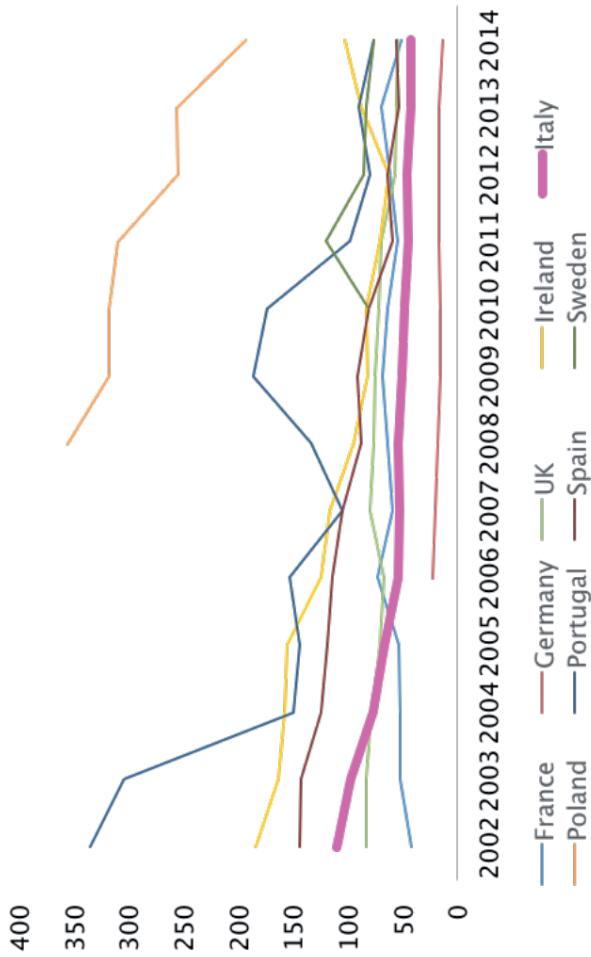
Fonte: Third Report on the State of the Energy Union – Commissione Europea (2017) https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en.

Figura 2. Contributo delle fonti rinnovabili ai consumi interni lordi di elettricità (2010-2015)



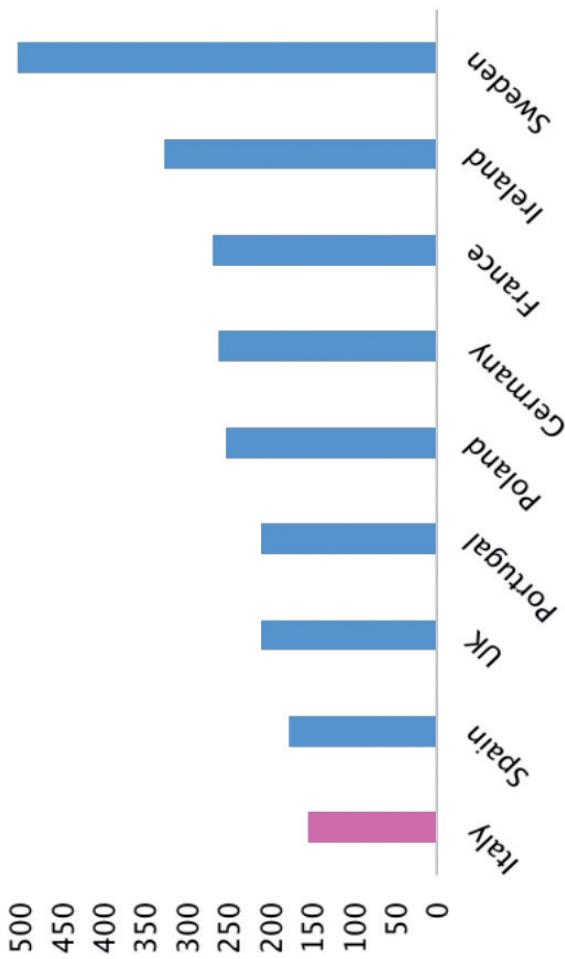
Fonte. Nostra elaborazione su dati Eurostat e Testo SEN 2017.

Figura 3. Interruzioni non pianificate (esclusi eventi eccezionali) - minuti persi per anno



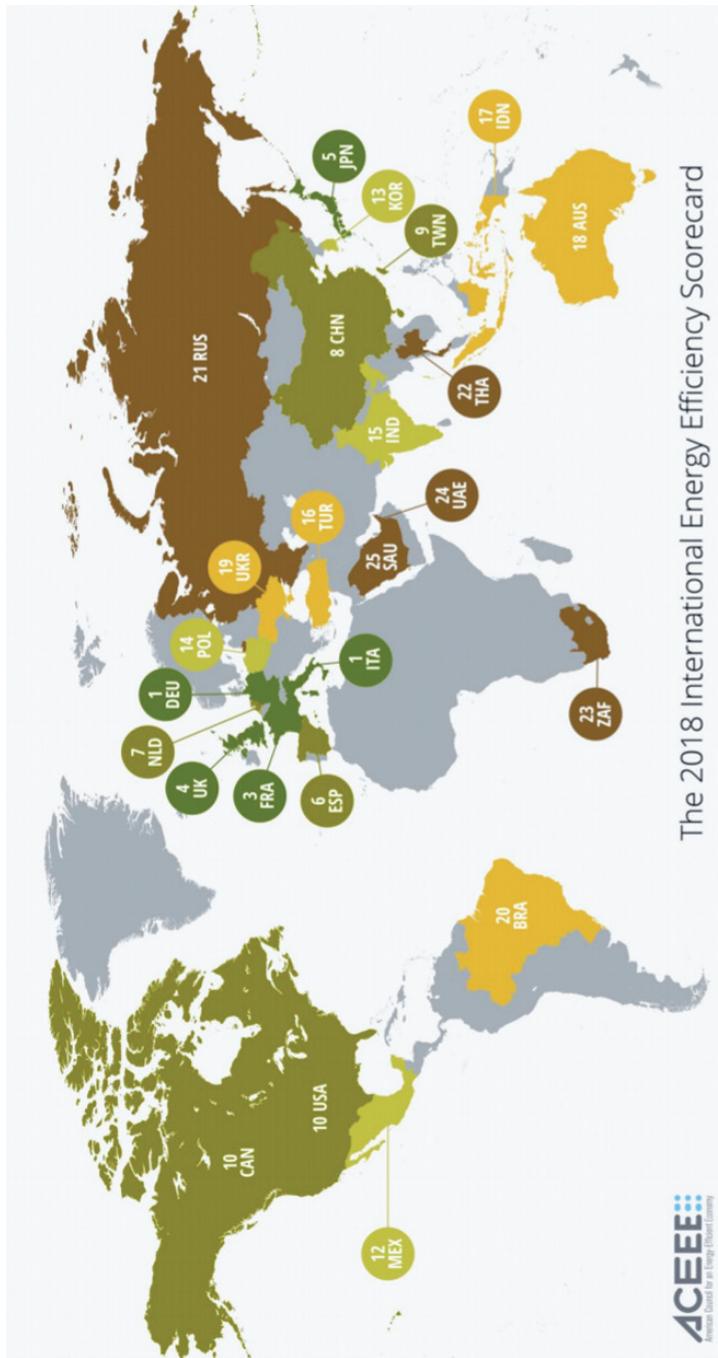
Fonte: CEER 6° benchmarking report on quality of supply.

Figura 4. Ricavi della distribuzione per cliente (€/cliente)



Fonte: European Commission Study on distribution tariffs design.

Figura 5. Ranking efficienza energetica per maggiori consumatori mondiali di energia



Fonte: American Council for Energy Efficient Economy.

LA FILIERA DELL'ELETTRICITÀ ITALIANA: UN'ECCELLENZA INTERNAZIONALE

TRA INNOVAZIONE, SOSTENIBILITÀ E VISIONE CONDIVISA

Il libro racconta l'evoluzione dell'industria elettrica italiana dall'inizio del processo di liberalizzazione del settore e parallelamente la nascita di Elettricità Futura, l'associazione nazionale che rappresenta gli attori della filiera. Un lavoro che evidenzia da un lato le principali trasformazioni in atto come il passaggio alle fonti rinnovabili, la digitalizzazione, la nuova centralità del mercato, l'espansione internazionale. D'altro lato dimostra la capacità delle imprese di cogliere e, in alcuni casi anticipare, le opportunità insite in questi cambiamenti, e creare valore condiviso. Nella sua parte finale, il lavoro si sofferma sulle prossime sfide che attendono il settore, sul ruolo decisivo che Elettricità Futura potrà svolgere in questa evoluzione, grazie anche alla forte rappresentatività che la caratterizza fin dalle sue origini.

www.luissuniversitypress.it

Con il contributo di:



 **LUISS
University
Press**

“Il mondo della produzione, della distribuzione e della vendita dell'energia elettrica deve potersi presentare in maniera unitaria, per proporre interventi e soluzioni condivise da tutti gli operatori. Questo è nell'interesse di tutti, delle aziende ma anche dei consumatori finali e delle stesse autorità di regolazione” (Simone Mori, Presidente Elettricità Futura)

Matteo Caroli è ordinario di gestione delle imprese internazionali e Associate Dean per l'executive education all'università LUISS Guido Carli. Dirige l'Executive MBA della LUISS Business School. Tra i suoi ultimi libri *Economia e gestione delle imprese* e *Gestione delle imprese internazionali*, entrambi pubblicati con McGraw Hill. Collabora professionalmente con numerose imprese e istituzioni italiane.

