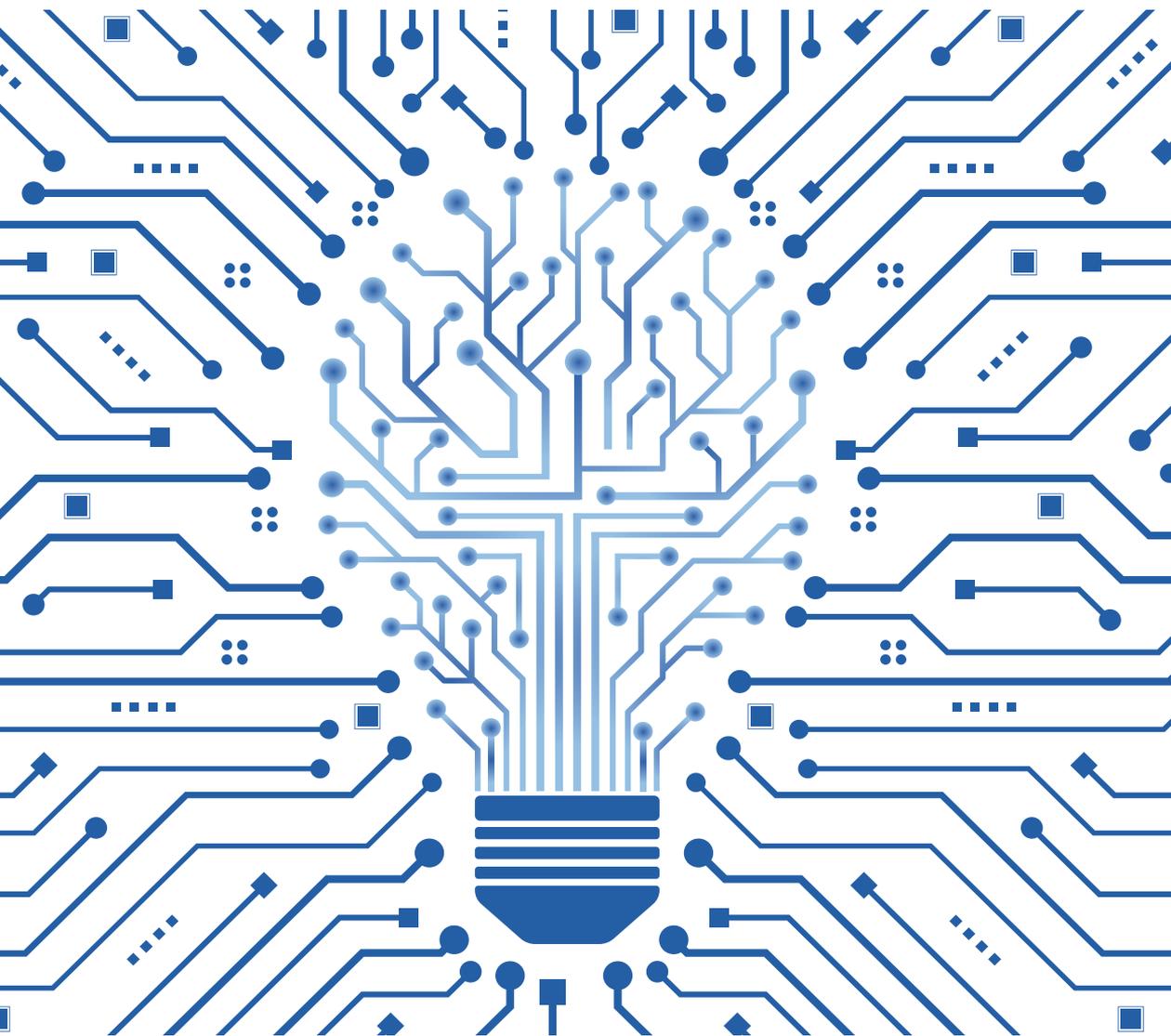


LE RETI ELETTRICHE

per la transizione energetica



START
MAGAZINE

**LE RETI
ELETTRICHE**
per la transizione energetica

LE RETI ELETTRICHE PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA

è un prodotto di

Innovative Publishing S.r.l.

Copyright 2025. Tutti i diritti riservati

www.startmag.it

www.innovativepublishing.it

Direzione editoriale

Michele Guerriero

Coordinamento editoriale

Maria Scopece

Hanno collaborato

Ettore Bellavia

Beatrice D'Ancona

Alessandro Sperandio

Redazione

Via Po 16/B, 00198 Roma

T. +39 06 98877201

info@startmag.it

Progetto grafico

L'asterisco di Barbara Elmi

Chiuso in redazione

Febbraio 2025

Finito di stampare

Marzo 2025

Stampa

Grafica Internazionale Roma

www.graficainternazionale.it

Allegato omaggio alla rivista quadrimestrale Start Magazine,
anno IX, n. 1, Marzo - Giugno 2025

SOMMARIO

1. INTRODUZIONE: IL RUOLO DELLE RETI ELETTRICHE OGGI	5
2. LA GRANDE SFIDA DELL'ELETTRIFICAZIONE ITALIANA: LA STORIA DI UN PAESE IN EVOLUZIONE	6
2.1 Il sistema elettrico italiano: un equilibrio precario tra tradizione e futuro	6
2.2 Il quadro normativo: un mosaico in evoluzione	7
2.3 La situazione in Europa, il confronto con Germania, Francia, Spagna e Regno Unito	9
3. LA STRATEGICITÀ DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE ELETTRICA PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA E LA SICUREZZA DEL SISTEMA-PAESE	10
4. SMART GRID: LA CHIAVE PER UN'ENERGIA DECENTRALIZZATA ED EFFICACE	13
4.1 I limiti delle reti elettriche tradizionali	13
4.2 L' <i>Action Plan for Grids</i> della Commissione europea	14
4.3 Espandere le reti: una necessità globale	15
5. RETI E RINNOVABILI: UN QUADRO GENERALE	16
5.1 Rafforzamento delle reti intelligenti	16
6. RESILIENZA DELLE RETI	18
6.1 I cambiamenti climatici e la salvaguardia delle infrastrutture	18
6.2 Resilienza delle reti: un tema europeo	20
6.3 Resilienza e cbersicurezza	21
7. GLI INVESTIMENTI RICHIESTI NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE E LE SFIDE FUTURE	22
7.1 Obiettivi sfidanti e ostacoli da superare	22
Bibliografia	24
Sitografia	24

1. INTRODUZIONE: IL RUOLO DELLE RETI ELETTRICHE OGGI

Le reti elettriche rappresentano il sistema nervoso del mondo contemporaneo, una complessa infrastruttura che collega le centrali elettriche ai nostri dispositivi, consentendo la distribuzione dell'energia elettrica in modo efficiente e continuo.

In questo *paper* cercheremo di capire come funzionano le reti elettriche e qual è il ruolo delle reti di distribuzione.

Secondo il modello tradizionale, oggi superato da quello della "generazione distribuita", il processo inizia nelle centrali elettriche, dove l'energia prodotta da fonti diverse (come fossili, rinnovabili, nucleare) viene convertita in energia elettrica. Da qui, l'energia viene inviata attraverso linee ad alta tensione alle stazioni di trasformazione, dove la tensione viene ridotta per renderla adatta alla distribuzione su larga scala.

Successivamente, l'energia elettrica raggiunge le reti di distribuzione attraverso le quali arriva nelle nostre case, nelle aziende e in tutti gli altri luoghi dove è necessaria. Queste reti, di media e bassa tensione, sono come una ragnatela che si estende su tutto il territorio, suddividendosi in rami sempre più piccoli fino a raggiungere i singoli consumatori. Le reti di distribuzione svolgono, quindi, un ruolo fondamentale nel garantire la fornitura di energia elettrica in modo affidabile e sicuro.

Le loro principali funzioni sono:

- » riduzione della tensione: le reti di distribuzione riducono ulteriormente la tensione dell'energia elettrica, rendendola adatta all'utilizzo domestico e industriale;
- » distribuzione capillare: grazie alla loro struttura ramificata, le reti di distribuzione raggiungono anche le zone più remote, garantendo l'accesso all'energia elettrica a tutti i consumatori;
- » gestione della domanda: le reti di distribuzione sono in grado di gestire le fluttuazioni della domanda di energia elettrica, assicurando un approvvigionamento continuo e stabile;
- » integrazione delle fonti rinnovabili: le reti di distribuzione sono diventate sempre più importanti per l'integrazione delle fonti rinnovabili, come il fotovoltaico e l'eolico, che producono energia in modo intermittente.

Oggi la transizione energetica, insieme alla crescente elettrificazione dei consumi, impone agli operatori di rendere le reti più efficienti, adatte ad un contesto di produzione di energia che è profondamente cambiato.

Per far fronte a queste sfide, è necessario sviluppare reti sempre più intelligenti e flessibili, in grado di:

- » integrare le tecnologie digitali: l'utilizzo di sensori, sistemi di controllo e intelligenza artificiale permetterà di ottimizzare la gestione della rete e di migliorare l'efficienza energetica;
- » favorire la partecipazione attiva dei consumatori: le reti del futuro saranno sempre più interattive, consentendo ai consumatori di produrre e consumare energia in modo attivo;
- » adattarsi ai cambiamenti climatici: le reti di distribuzione dovranno essere progettate per resistere a eventi meteorologici estremi sempre più frequenti.

Proprio su quest'ultimo fronte non bisogna dimenticare l'importante ruolo rivestito dalle fonti rinnovabili nella trasformazione del sistema delle reti elettriche: il 2023 così come il 2024, sono stati anni record per l'installazione di nuove fonti verdi con un balzo che lo scorso anno ha toccato i 7,5 GW¹. Uno scatto in avanti senza precedenti che, però, secondo quanto stabilito da Bruxelles, dovrà moltiplicarsi per centrare gli obiettivi climatici al 2050. Proprio questa esplosione delle rinnovabili, unita all'elettrificazione sempre più diffusa, rischia di mettere sotto pressione le reti elettriche. Da qui l'esigenza di una rapida evoluzione delle reti elettriche stesse per integrare la produzione da impianti rinnovabili di ogni dimensione, dai grandi parchi eolici ai piccoli pannelli fotovoltaici sui tetti. In un simile contesto diventa centrale la figura del "prosumer", ovvero chi produce e consuma energia. Se una volta l'elettricità viaggiava da poche grandi centrali verso i consumatori, oggi entra in rete da molte fonti diverse, rendendo il sistema più complesso e fragile, condizionato anche dai cambiamenti climatici, con ondate di calore ed eventi estremi sempre più frequenti, che mettono a dura prova le infrastrutture. Per far fronte a queste sfide, l'Agenzia Internazionale per l'Energia² stima che gli investimenti nelle reti elettriche a livello globale dovranno raggiungere i 600 miliardi di dollari l'anno.

1 Terna: nel 2024 consumi elettrici in aumento del 2,2%, Terna, 16 gennaio 2025

2 World Energy Outlook, IEA, 15 ottobre 2024

2. LA GRANDE SFIDA DELL'ELETTRIFICAZIONE ITALIANA: LA STORIA DI UN PAESE IN EVOLUZIONE

La storia dell'elettrificazione in Italia inizia ufficialmente nel 1881, con la creazione del Comitato per lo sviluppo dell'energia elettrica, promosso da Giuseppe Colombo. Quest'ultimo fu fondamentale nel favorire la nascita di istituti e corsi di formazione di rilevanza negli anni successivi. Tuttavia, fu il 1883 l'anno che segnò una tappa decisiva, con l'inaugurazione della prima centrale elettrica italiana a Milano, in Via Santa Radegonda, destinata a fornire energia al vicino Teatro.

Già nel 1882, però, un'importante innovazione era stata realizzata: la creazione della prima linea di trasmissione elettrica a scopo industriale, attiva tra Tivoli e Roma. Questa linea, che operava a una tensione di 5.100 Volt in corrente monofase, era composta da sostegni metallici costituiti da putrelle accoppiate, fondazioni in calcestruzzo e isolatori montati su ganci a gambo, fissati a passanti supportati da traverse di quercia. I conduttori, comunemente noti come "fili elettrici", erano quattro fili di rame, due per ciascun circuito monofase.

Il primo esperimento al mondo di trasmissione a distanza di energia elettrica alternata risale invece al 1884. In occasione dell'esposizione di Torino, con la guida di Galileo Ferraris, venne impiegata una corrente monofase da 3000 Volt e trasmessa per 42 km fino a Lanzo³. I sostegni erano pali di legno con isolatori a campana e conduttori in bronzo da 3,7 mm di diametro. Alla Tivoli-Roma fece seguito nel 1898 la Paderno-Milano (32 km), la prima linea trifase con sostegni di ferro "tipo a traliccio" ed isolatori "tipo delta" a campane multiple con conduttori in rame.

In tempi molto più recenti il punto di svolta fondamentale per il sistema energetico italiano è arrivato nel 1962 con l'istituzione dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (Enel). Il Decreto-Legge, 6 dicembre 1962, n. 1643 promosso dal governo Fanfani, prevedeva la nazionalizzazione di diversi settori industriali, tra cui quello elettrico. Nata dall'unificazione di 1270 aziende private di piccole e medie dimensioni - tra cui le maggiori erano la Sade (Società Adriatica Di Eletticità), la Edison, la Sip (Società Idroelettrica Piemontese), la Centrale e la Sme (Società Meridionale di Eletticità) -, l'Enel si assunse il compito di elettrificare l'intero territorio nazionale, un'impresa titanica che richiedeva un approccio sistemico e innovativo.

L'Italia degli anni '60, pur in piena fase di sviluppo economico, presentava infatti profonde disparità regionali in termini di accesso all'energia elettrica. Il divario tra Nord e Sud era evidente, con il Mezzogiorno che risultava fortemente svantaggiato. L'obiettivo dell'Ente Nazionale non era solo aumentare la produzione di energia, ma anche garantire una distribuzione equa su tutto il territorio nazionale. La creazione di una rete elettrica unificata incontrò diverse sfide tecniche e organizzative, dovendo armonizzare i sistemi eterogenei e le tecnologie delle aziende preesistenti per realizzare una rete coerente e affidabile.

Tra le principali sfide vi furono l'unificazione delle reti, vale a dire la creazione di una rete ad alta tensione che collegasse le diverse regioni del Paese, superando le barriere geografiche ed amministrative. Ma anche l'aggiornamento tecnologico per migliorare l'efficienza e la sostenibilità del sistema di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Infine, la necessità di bilanciare la produzione di energia con i consumi, in un contesto caratterizzato da una crescente domanda e da una forte stagionalità.

L'elettrificazione dell'Italia ebbe un profondo impatto sulla società e sull'economia del Paese. L'accesso all'energia elettrica migliorò significativamente le condizioni di vita delle famiglie, facilitando lo svolgimento delle attività quotidiane e lo sviluppo di nuove tecnologie.

Sul piano economico, l'elettrificazione fu un volano per la crescita industriale e agricola, consentendo la meccanizzazione dei processi produttivi e l'introduzione di nuovi servizi. Inoltre, l'azienda divenne un importante attore nel panorama industriale italiano, contribuendo allo sviluppo del Paese e alla sua integrazione nel mercato energetico europeo.

Le sfide affrontate dall'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica negli anni '60 sono ancora oggi in gran parte attuali, seppur in un contesto profondamente mutato. La transizione energetica, la digitalizzazione e la decarbonizzazione sono solo alcune delle sfide che tutte le aziende del settore sono chiamate ad affrontare nei prossimi anni.

2.1 | Il sistema elettrico italiano: un equilibrio precario tra tradizione e futuro

In Italia si contano oltre 75mila km di linee elettriche in alta tensione⁴. Passando alla media e bassa tensione, il sistema elettrico italiano - che comprende anche impianti primari di trasformazione, linee elettriche in media tensione (prevalentemente a 15kV e 20kV), cabine secondarie di trasformazione, linee elettriche in bassa tensione a 400V, e apparati elettronici di misura dell'energia (quali il contatore elettronico o il gruppo di misura elettronico) - può annoverare circa 1.287.100 km in totale di linee

³ *Ibidem*

⁴ *Relazione finanziaria annuale - Rapporto Integrato*, Terna, 2023

di distribuzione e circa 451.000 il numero totale di cabine (AT/MT e MT/BT)⁵.

Le reti di distribuzione rappresentano, dunque, un elemento essenziale per garantire la fornitura di energia elettrica in modo sicuro e affidabile. Grazie ai continui sviluppi tecnologici, queste reti sono destinate a diventare sempre più intelligenti e sostenibili, contribuendo ad un futuro energetico più pulito ed efficiente.

Il sistema di distribuzione dell'energia elettrica in Italia, come un sistema complesso, è il risultato di una lunga evoluzione storica, di scelte politiche e di una modernizzazione che ha avuto tempistiche non sempre omogenee. Oggi si trova di fronte alla sfida di doversi adattare ad un contesto energetico in rapida trasformazione.

Come abbiamo visto, il nostro Paese è stato pioniere nello sviluppo dell'energia elettrica, con imprese illuminate che hanno saputo anticipare i tempi e costruire un sistema distributivo capillare.

A livello europeo, l'Italia si distingue per alcuni indicatori positivi, come l'efficienza degli investimenti e l'economicità degli oneri di rete. Al contempo è urgente e necessario continuare ad investire nella digitalizzazione e nella flessibilità della rete, elementi cruciali per affrontare le sfide della transizione energetica.

Passando ai numeri, la rete di distribuzione italiana è tra le più virtuose d'Europa, grazie al capitale investito in maniera efficace che ha abilitato alti tassi di innovazione, efficienza e sviluppo infrastrutturale. In particolare, come illustrato dal report "Il ruolo della distribuzione elettrica per una transizione energetica sicura" a cura di The European House Ambrosetti ed Enel, la rete italiana è prima per efficacia degli investimenti, tasso di penetrazione e funzionalità degli smart meter e per economicità degli oneri di rete, seconda per la *performance* relativa alle perdite di rete e per crescita dell'elettricità distribuita.

Per quanto riguarda la prima macrocategoria di indicatori, quella del capitale investito, l'analisi di *performance* è stata basata sulla Regulatory Asset Base (RAB). In particolare, la RAB identifica il valore del capitale investito ed è utilizzata per calcolare la remunerazione annuale in favore dei gestori. Una RAB per cliente più bassa ha come effetto un minore impatto dello stock investito sulla bolletta del consumatore e, a parità di *performance*, fornisce un'indicazione sul grado di efficacia degli investimenti da parte dei gestori. Dall'analisi si evince come l'Italia sia il Paese con una RAB per cliente (0,71mila euro per cliente finale) e una RAB per km di rete (19,6mila euro per km) più basse rispetto ai partner europei⁶.

Per quanto riguarda la RAB per cliente, tra i benchmark analizzati il Paese con il valore più elevato è la Germania (1,41mila euro per cliente finale), seguita da Francia (1,39mila euro per cliente finale), UK (1,36mila euro per cliente finale) e Spagna (0,89mila euro per cliente finale). La RAB per km di rete, invece, è più alta in Francia (38,4mila euro per km di rete), con un valore quasi doppio rispetto a quello italiano, considerando che una RAB per cliente e/o per Km di rete inferiore restituisce un indicatore di maggiore efficienza ed efficacia di investire il capitale⁷.

Secondo le stime di Eurelectric, nei prossimi anni il rafforzamento della rete per soddisfare la domanda rappresenterà il 43% degli investimenti necessari a dimensionare in modo sufficiente l'infrastruttura in modo da garantire una gestione della domanda anch'essa prevista in forte aumento: si prevede infatti una diffusione di 165 milioni di veicoli elettrici entro il 2050 (vs. 10 milioni al 2022) e di 251 milioni di pompe di calore (vs. 19,8 milioni al 2022)⁸.

Una parte significativa degli investimenti sarà destinata al rinnovo degli asset della rete, con l'obiettivo di modernizzare le infrastrutture e migliorarne l'affidabilità e la resilienza. Questo processo includerà il rafforzamento della rete per supportare la generazione di energia, consentendo di indirizzare l'eccesso di produzione rinnovabile verso le aree che ne hanno maggiore necessità. Una quota consistente delle risorse sarà focalizzata sulla resilienza in Europa, con interventi mirati al potenziamento della rete e alla creazione di nuove connessioni. In particolare, gli investimenti interesseranno in modo differenziato le reti a bassa, media e alta tensione, secondo priorità specifiche per ciascun livello di infrastruttura, all'interno di un piano che prevede una cifra annuale significativa.

In termini di costi unitari, i progetti in alta tensione risultano più costosi a causa della complessità tecnica e della scala. La rete in bassa tensione – rappresentando oggi il 60% della lunghezza della rete – in ottica prospettica collegherà la maggior parte dei nuovi carichi di veicoli elettrici e pompe di calore, aggiungendo un carico sostanziale alla rete.

2.2 | Il quadro normativo: un mosaico in evoluzione

Il sistema normativo italiano, nell'ambito del settore elettrico, è un mosaico complesso, frutto di interventi legislativi spesso frammentari e di una regolazione che cerca di bilanciare gli interessi dei diversi attori coinvolti.

5 Il sistema elettrico, E – distribuzione, 2022

6 Il ruolo della distribuzione elettrica per una transizione energetica sicura, The European House Ambrosetti ed Enel, 7 settembre 2024

7 Ibidem

8 Ibidem

Il servizio di distribuzione energetica in Italia è regolamentato dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) che stabilisce le tariffe di distribuzione (vincolanti per i DSO).

Il mercato elettrico italiano, invece, è gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), società controllata dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), sulla base di una specifica disciplina che stabilisce le regole di funzionamento del mercato e di partecipazione degli operatori. Tale disciplina e i relativi aggiornamenti sono predisposti dal GME e approvati dal ministero dello Sviluppo economico sentita l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.

Lo schema regolatorio adottato in Italia è un modello integrato che combina elementi dei sistemi price-cap, revenue-cap e cost-plus.

Tra le peculiarità del nostro sistema si possono segnalare:

- » incentivi regolatori per l'efficienza: premi e penalità basati sulle *performance* degli operatori;
- » remunerazione stabile degli investimenti: modello *rate of return* per coprire costi e incentivare innovazione;
- » protezione dei consumatori: tariffa unica nazionale per evitare aumenti eccessivi delle bollette;
- » sistemi di misurazione avanzati: *smart meter* e *open meter* per monitoraggio *near real-time*;
- » indipendenza del regolatore: ARERA opera con autonomia per garantire trasparenza e stabilità;
- » trasparenza e monitoraggio: dati dettagliati su *performance*, consumi e investimenti per maggiore responsabilità.

Finora il settore della distribuzione elettrica in Italia ha dimostrato una notevole capacità di adattamento ed evoluzione grazie ad un solido quadro normativo. Questo ha permesso di integrare innovazioni tecnologiche e di rispondere alle crescenti esigenze del mercato. Tuttavia, per garantire la sostenibilità e l'ottimizzazione del sistema nel lungo periodo, è cruciale valutare attentamente le condizioni attuali e le prospettive future.

Alla base di tutto c'è il Decreto Bersani (D.Lgs. 79/1999) che ha stabilito le modalità di concessione e riassegnazione delle reti di distribuzione elettrica in Italia. In particolare, il Decreto ha fissato un processo di riassegnazione mediante gara delle stesse, avviando le procedure non oltre il quinquennio precedente la scadenza, fissata al 31 dicembre 2030 (e quindi di conseguenza entro il 31 dicembre 2025).

Tuttavia, la Legge di Bilancio 2025 (Legge 30 dicembre 2024, n. 207, art. 1, comma 50-53) è intervenuta su questa materia, prevedendo che "al fine di migliorare la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza della rete di distribuzione dell'energia elettrica", gli operatori delle reti di distribuzione presentino piani di investimento straordinari pluriennale la cui approvazione "comporta la rimodulazione delle concessioni in essere, in coerenza con la durata degli investimenti previsti dai medesimi piani, comunque per un periodo non superiore a venti anni".

La Legge di Bilancio 2025 stabilisce gli obiettivi dei piani straordinari di investimento pluriennale:

- a. miglioramento della resilienza e dell'affidabilità del servizio ai fini dell'adattamento dello stesso ad eventi meteorologici estremi;
- b. aumento della capacità di integrare la generazione distribuita, in particolare da fonti rinnovabili, assicurando tempi celeri di connessione;
- c. adeguato potenziamento delle infrastrutture di rete, funzionale a gestire, con elevati livelli di affidabilità, l'aumento della domanda connesso alla transizione dei consumi verso l'impiego dell'energia elettrica;
- d. aumento della flessibilità del sistema di distribuzione, ai fini di un più efficace perseguimento delle finalità di cui alle lettere a), b) e c), anche attraverso l'adozione di meccanismi che facilitino l'approvvigionamento da terzi dei relativi servizi, a pronti e a termine, secondo i principi di trasparenza e non discriminazione;
- e. adozione di sistemi, anche di monitoraggio, funzionali ad assicurare la difesa e la protezione delle infrastrutture di rete.

La norma prevede che entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della Legge di Bilancio 2025, con decreto del ministro dell'Ambiente e della sicurezza energetica di concerto con il ministro dell'Economia e delle finanze su proposta dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, previa intesa per gli aspetti di competenza in sede di Conferenza Unificata, siano stabiliti:

- » i termini e le modalità per la presentazione, da parte degli operatori di rete dei piani straordinari di investimento,
- » i termini e le modalità per la valutazione e l'approvazione dei piani straordinari di investimento,
- » i criteri per la determinazione degli oneri che i concessionari del servizio di distribuzione dell'energia elettrica sono tenuti a versare in ragione della rimodulazione della concessione.

Insomma, il futuro del settore della distribuzione elettrica in Italia dipende in gran parte dalle scelte che verranno fatte in termini di regolamentazione. È fondamentale dunque trovare un equilibrio tra la necessità di garantire un servizio efficiente e affidabile ai consumatori e creare un ambiente favorevole agli investimenti e all'innovazione.

2.3 | La situazione in Europa, il confronto con Germania, Francia, Spagna e Regno Unito

La situazione a livello comunitario risulta particolarmente eterogenea, di fatto non esiste una norma che imponga il sistema concessorio per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica né di procedere con gare ad evidenza pubblica per l'assegnazione delle stesse.

In questo quadro, allo stato attuale in Europa nella maggior parte dei Paesi la distribuzione elettrica viene esercitata tramite licenze o autorizzazioni amministrative permanenti. Ad esempio, in Francia le autorità locali sono responsabili dell'assegnazione dei contratti di concessione. Tuttavia, non possono scegliere l'operatore, che è stabilito per legge (Enedis e le altre società locali) ai sensi dell'articolo 111-52 della legge francese. I contratti di concessione restano assegnati in maniera continuativa tramite accordi plurilaterali e senza gare. La concessione per il servizio di distribuzione della città di Parigi, per esempio, è stata recentemente rinnovata fino al 2050, confermando Enedis come gestore principale⁹.

In Spagna le aziende di distribuzione elettrica operano attraverso autorizzazioni amministrative che non hanno una durata predefinita e, una volta assegnate, restano valide fino a che l'azienda concessionaria rispetti le condizioni stabilite nel contratto di assegnazione. Mentre in Germania la legge impone alle autorità locali di assegnare le concessioni delle reti nell'ambito di una procedura pubblica competitiva e non discriminatoria. Non è consentito assegnare un contratto di concessione direttamente ad un operatore pubblico locale e le concessioni non possono superare i 20 anni. Infine, nel Regno Unito, la rete di distribuzione è gestita tramite licenze e non si applica alcuna procedura competitiva per l'assegnazione¹⁰.

⁹ *Ibidem*

¹⁰ *Ibidem*

3. LA STRATEGICITÀ DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE ELETTRICA PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA E LA SICUREZZA DEL SISTEMA-PAESE

Per affrontare le sfide della decarbonizzazione, è fondamentale abbracciare un nuovo modello di rete elettrica in grado di gestire i picchi di domanda ed evitare sprechi, garantendo la continuità energetica sul territorio nazionale.

In primo luogo, ciò significa abbandonare il vecchio sistema centralizzato, in cui la domanda era soddisfatta da poche centrali in grado di irradiare energia su ampie porzioni di territorio.

Oggi, infatti, la crescita delle rinnovabili ci pone davanti ad una dinamica di generazione dell'energia radicalmente diversa. Da un lato va considerata la loro non programmabilità, e quindi una potenziale discontinuità nella distribuzione. Dall'altro, la presenza di migliaia di punti diversi da cui l'energia viene generata, e l'esigenza di integrarli in un sistema interconnesso, che possa gestire i flussi e risolvere rapidamente le criticità.

Questo discorso vale anche al di là dei nostri confini, nell'ottica di un mercato globale dell'energia integrato, in cui la volatilità delle rinnovabili funge da impulso economico, piuttosto che da freno. In questo modo, i cali stagionali del fotovoltaico, ad esempio, possono essere compensati dal *surplus* di produzione eolica registrato nei Paesi del Nord. Tutto questo in tempi praticamente istantanei, visto che la corrente via cavo viaggia alla metà della velocità della luce.

Negli ultimi dieci anni, la decarbonizzazione è diventata una priorità assoluta per le istituzioni europee, accelerata ulteriormente dai recenti cambiamenti geopolitici. L'Ue ha delineato una visione strategica chiara per la transizione energetica al 2030 attraverso il programma "Fit for 55", focalizzandosi su tre obiettivi principali:

- » aumento della quota di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali lordi dal 20% nel 2022 al 40% entro il 2030 (con un obiettivo potenziale del 42,5% considerando il piano REPowerEU);
- » riduzione dei consumi energetici del 39% entro il 2030 rispetto ai livelli del 2007;
- » riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra del 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

Questi obiettivi sono in linea con l'European Green Deal, che mira a raggiungere la neutralità climatica in Europa entro il 2050 attraverso una riduzione significativa delle emissioni di gas inquinanti. Diverse iniziative e direttive sono state approvate per accelerare il raggiungimento di questi target, tra cui:

- » EU Climate Law, che introduce obiettivi comunitari di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, trasformando in legge gli obiettivi di riduzione del 55% entro il 2030 e di neutralità climatica entro il 2050;
- » Green Deal Industrial Plan, il piano di sostegno alle industrie europee coinvolte nella transizione energetica, con tre pilastri principali: Net Zero Industry Act (NZIA) che definisce obiettivi di capacità industriale manifatturiera a zero emissioni, Critical Raw Materials Act che garantisce l'accesso a materiali fondamentali per le tecnologie chiave per la transizione energetica, e riforma del mercato elettrico a favore dei consumatori;
- » Direttiva RED III che aumenta la quota minima di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali lordi al 42,5% entro il 2030 e semplifica le procedure per la realizzazione di impianti;
- » l'EU Action Plan for Grids, il piano per migliorare e ampliare le reti elettriche;
- » l'Energy performance of buildings Directive (EPBD) che impone di ridurre del 16% i consumi energetici primari del parco immobiliare entro il 2030. In particolare, il 55% della riduzione dei consumi medi di energia deve essere ottenuta attraverso la ristrutturazione degli edifici a peggior *performance* energetica, individuati nel 15% degli edifici più energivori (classe energetica G).

Per poter raggiungere gli obiettivi legati alla transizione energetica entro il 2050, l'Ue dovrà, tuttavia, raddoppiare il tasso annuo di installazione delle FER (Fonte di Energie Rinnovabili) rispetto alla media degli ultimi 5 anni, in gran parte nel vettore elettrico. Per affrontare questa sfida, è necessario però modernizzare e potenziare la rete elettrica, rendendola "intelligente" e in grado di gestire l'energia intermittente utilizzando sistemi di accumulo e *demand response* ma anche trasportare l'energia in modo efficiente riducendo le perdite e integrare le nuove tecnologie come auto elettriche e pompe di calore.

Per rispettare i *target* di decarbonizzazione di crescita della quota di FER sui consumi finali lordi e di riduzione delle emissioni, dovranno essere installati in media 91 GW annui di FER dal 2023 al 2030, un incremento del 20% rispetto a quanto fatto nell'ultimo anno durante il quale sono stati installati 73 GW di potenza aggiuntiva. In totale, sono previsti al 2050, 3.028 GW di FER che dovranno coprire una quota pari al 93% della capacità elettrica installata in Ue, un obiettivo molto rilevante considerato

che ad oggi, la quota di FER sulla capacità elettrica installata arriva a coprirne il 59%. In questo contesto di necessità di forte crescita, va inoltre sottolineato che, ad oggi, gli impianti FER vengono installati (quando possibile) dove la fonte di energia è maggiormente disponibile (es. zone ventose o a maggiore irradiazione solare) e non necessariamente dove si ha un maggiore carico elettrico. Questo fattore vuole sottolineare l'importanza strategica delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia, che dovranno essere in grado di trasportare l'energia prodotta verso i centri di consumo¹¹.

Secondo il piano decennale di ENTSO-E¹², il vettore elettrico dovrà coprire il 60% dei consumi finali europei rispetto ad una quota del 22% ad oggi. Questo shift verso un potenziamento del vettore elettrico sarà possibile grazie ad una riduzione dei consumi di gas, che dovranno passare dal 28% del 2022 al 3% al 2050 (una riduzione di 25 p.p.) nel mix, e ad una riduzione dei consumi di prodotti petroliferi, che dovranno passare dal 37% del 2022 al 3% del 2050 (una riduzione di 34 p.p.). In particolare, in Italia, il vettore elettrico è previsto raggiungere il 55% al 2050 (+32 p.p. rispetto alla quota del 2022).

Per raggiungere invece gli obiettivi di capacità FER al 2030 previsti dalla nuova versione del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e per il Clima (PNIEC) pubblicata a fine giugno 2024, le installazioni annue dovranno aumentare fino ad arrivare a più di 9 GW all'anno, 6,7 volte i valori del 2021 (durante il quale sono stati installati 1,4 GW), 3 volte in più rispetto ai valori del 2022 (3,1 GW installati durante l'anno), 1,6 volte rispetto ai valori del 2023 (5,7 GW installati). Il 2024, invece, si sta rivelando come già detto, un anno record con 7,5 GW installati¹³.

Il Sud Italia, grazie alla sua posizione geografica e al clima favorevole, è destinato a diventare un importante polo di produzione di energia rinnovabile. Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) prevede che dei 66 GW di capacità FER aggiuntivi al 2030 previsti dalla nuova versione del PNIEC del 2024, una quota pari al 56,5% (circa 37,3 GW) dovrà essere installata proprio nelle regioni del Sud Italia (vs. 24,1% al Centro e 19,4% al Nord). Questa differenza nella localizzazione delle nuove installazioni dovrà conciliarsi con la localizzazione della domanda di energia elettrica che, al 2022, si concentra per il 56,3% al Nord Italia. La grande quantità di energia prodotta al Sud dovrà però essere "trasportata" verso il Nord del Paese, dove si concentra la maggior parte dei consumi. Gli operatori sono chiamati a rinforzare la tenuta della rete elettrica esistente al fine di consentirle di gestire questi flussi di energia così consistenti e variabili¹⁴.

In questo scenario, la rete di distribuzione elettrica, operante a tensioni medie e basse, assume un ruolo cruciale. Essa raggiunge 37,2 milioni di utenze in Italia, tramite circa 119 DSO (Distribution System Operator). Nel 2023, i DSO hanno distribuito 251 TWh di energia elettrica, con i primi 10 distributori che servono il 98,5% delle utenze e forniscono il 98,3% dell'energia distribuita¹⁵.

La rete di distribuzione italiana si estende per 1.287.100 km, di cui il 69% in bassa tensione. Questa lunghezza supera di 2,7 volte la rete idrica, 3 volte la distanza Terra-Luna, 48 volte la rete ferroviaria e 165 volte la rete autostradale. Nel solo 2023, la rete è cresciuta di quasi 5.600 km, con un aumento di circa 2.600 km in bassa tensione e 2.900 km in media tensione¹⁶.

La centralità della rete di distribuzione sarà ulteriormente amplificata dai trend di elettrificazione e generazione FER. Nuovi attori come i data center, stoccaggi, le comunità energetiche e la mobilità elettrica, insieme ad un ruolo più attivo dei consumatori, pongono la rete di distribuzione al centro della transizione energetica. Di conseguenza, è necessario adeguare la rete di distribuzione con investimenti mirati, in particolare in due dimensioni: *mitigation*, per permettere alla rete di gestire il cambiamento di assetto del sistema elettrico, e *adaptation*, per far fronte ai cambiamenti climatici e aumentarne la resilienza. Tra i principali indicatori del mutamento di assetto del sistema elettrico rientra certamente l'aumento delle connessioni alla rete. Nel 2023, in Italia, sono stati effettuati 371.500 nuovi allacci¹⁷, un numero sette volte superiore rispetto a dieci anni fa, quando erano solo 50.000, e in crescita del 76,9% rispetto al 2022 (210.000)¹⁸.

La tendenza di crescita degli allacci alla rete di distribuzione è stata particolarmente accelerata nell'ultimo periodo. Dal 2014 al 2020 gli allacci alla rete sono aumentati di 287.395 unità, corrispondenti ad una crescita del +44% in 7 anni (con un tasso medio di crescita annuo del 6,3%). Al contrario, dal 2021 al 2023, il numero di allacci è aumentato di 581.340 unità, una crescita del 57% in soli 3 anni (con un tasso medio di crescita annuo del 25,4%)¹⁹.

11 *Ibidem*

12 *A European-wide vision for the future of our power network*, ENTSO-E, febbraio 2025

13 *Terna: nel 2024 consumi elettrici in aumento del 2,2%*, Terna, 16 gennaio 2025

14 *Il ruolo della distribuzione elettrica per una transizione energetica sicura*, The European House Ambrosetti ed Enel, 7 settembre 2024

15 *Ibidem*

16 *Ibidem*

17 *Rapporto Statistico 2023. Solare fotovoltaico*, GSE, maggio 2024

18 *Il ruolo della distribuzione elettrica per una transizione energetica sicura*, The European House Ambrosetti ed Enel, 7 settembre 2024

19 *Ibidem*

Gli eventi geopolitici recenti, come l'attentato al gasdotto Nord Stream 2 nel 2022 nell'ambito del conflitto russo-ucraino (con una perdita stimata di 75.000-230.000 tonnellate di metano e un aumento del prezzo del gas di 4,3 volte rispetto al 2021), hanno evidenziato la vulnerabilità delle infrastrutture critiche e la necessità di proteggerle. Occorre infatti sottolineare che negli ultimi anni si è registrato un forte aumento degli attacchi cyber, in particolare nel settore delle utility. A livello globale, infatti, dal 2006 al 2023, il numero medio di cyber attacchi annui a livello globale è aumentato di 1,6 volte, passando da 8 nel 2006 a circa 130 nel 2023. In Europa, in particolare, considerando il periodo di tempo compreso tra il 2020 e il 2022, si è registrato anche un aumento degli attacchi al settore delle utility. Durante il 2020, infatti, a livello settimanale, se ne sono registrati circa 504, nel 2021 736 e nel 2022 la quota è arrivata addirittura a più di 1.000²⁰.

La rete di distribuzione elettrica, cruciale per la transizione energetica e l'integrazione delle FER, è considerata un'infrastruttura critica e strategica. In Italia, è inclusa tra le infrastrutture strategiche definite dalla normativa Golden Power, che prevede poteri speciali del governo per tutelarne gli assetti, in linea con le normative europee.

Per proteggere gli assetti proprietari delle società operanti in settori considerati strategici e di interesse nazionale, nel 2012 è stata riorganizzata integralmente la normativa relativa ai poteri speciali esercitabili dal governo con il Decreto-Legge 15 marzo, n. 21. L'obiettivo del provvedimento è di armonizzare la disciplina nazionale dei poteri speciali del governo con il diritto europeo. In particolare, i poteri esercitabili sotto la disciplina del Golden Power, fanno riferimento ai settori della difesa e della sicurezza nazionale, nonché di taluni ambiti di attività definiti di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni. Tra i poteri speciali, si intendono, tra gli altri, la facoltà di: dettare specifiche condizioni all'acquisto di partecipazioni, porre il veto all'adozione di determinate delibere societarie e opporsi all'acquisto di partecipazioni.

In aggiunta, occorre sottolineare che, con il Decreto-Legge n. 21 del 2022, è stato specificato che i beni e i rapporti di rilevanza strategica per l'interesse nazionale nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni sono individuati anche fra quelli oggetto di concessioni. In questo contesto, secondo la Direttiva UE 2022/2557 della Commissione europea, la rete di distribuzione elettrica viene individuata come un settore strategico e critico per il mantenimento di funzioni vitali della società. Con questa Direttiva, l'EU mira a stabilire "...obblighi, in capo agli Stati membri, in merito all'adozione di misure specifiche volte a garantire che i servizi essenziali per il mantenimento di funzioni vitali della società o di attività economiche siano forniti senza impedimenti nel mercato interno".

La rete di distribuzione elettrica è, infatti, un servizio essenziale, non solo per il mantenimento di funzioni vitali per la società (servendo più di 30 milioni di utenze domestiche), ma anche delle attività economiche e industriali, considerato che più di 7 milioni di utenze connesse alla rete di distribuzione sono clienti non domestici. In generale, più dell'80% dell'elettricità consumata in Italia proviene dalla rete di distribuzione.

Nel 2024 i consumi elettrici italiani sono aumentati del 2,2% rispetto al 2023, attestandosi a 312,3 miliardi di kWh (con punta oraria massima di 57,5 GW registrata il 18 luglio dalle 15 alle 16). Lo scorso anno le fonti rinnovabili hanno registrato il dato più alto di sempre di copertura della domanda, pari al 41,2% (rispetto al 37,1% del 2023). Il valore è in aumento grazie al contributo positivo, in particolare, della produzione idroelettrica e fotovoltaica. La produzione nazionale netta (264 miliardi di kWh) è in aumento del 2,7% rispetto al 2023 con la seguente articolazione per fonti: crescita a due cifre della produzione idroelettrica (+30,4%) e fotovoltaica (+19,3%), che nel 2024 ha raggiunto il record storico arrivando a superare i 36 TWh. In flessione la fonte eolica (-5,6%) e geotermica (-0,8%). In calo rispetto al 2023 anche la fonte termica (-6,2%): in tale contesto si distingue la forte riduzione della produzione a carbone (-71%), ormai sostanzialmente azzerata a eccezione della Sardegna, cui corrisponde una riduzione delle emissioni di CO₂ stimabile in oltre 8 Mt. Secondo le rilevazioni di Terna, considerando tutte le fonti rinnovabili, nel 2024 l'incremento di capacità in Italia è stato pari a 7.480 MW, valore superiore di 1.685 MW (+29%) rispetto al 2023. Al 31 dicembre in Italia si registrano 76,6 GW di potenza installata da fonti rinnovabili, di cui, nel dettaglio, 37,1 GW di solare e 13 GW di eolico²¹.

20 Il ruolo della distribuzione elettrica per una transizione energetica sicura, The European House Ambrossetti ed Enel, 7 settembre 2024

21 Terna: nel 2024 consumi elettrici in aumento del 2,2%, Terna, 16 gennaio 2025

4. SMART GRID: LA CHIAVE PER UN'ENERGIA DECENTRALIZZATA ED EFFICACE

Digitalizzare le reti elettriche e renderle intelligenti significa ottimizzare la distribuzione, che, come abbiamo scritto, oggi è profondamente cambiata rispetto ad alcuni decenni fa, divenendo più decentralizzata rispetto al modello storico, basato su poche grandi centrali di produzione energetica. Sarà fondamentale migliorare la *internal hosting capacity*, ovvero la capacità della rete di integrare energia rinnovabile proveniente da un numero crescente di impianti, secondo una logica di generazione distribuita. Questo è già realtà nel nostro Paese, come testimoniano circa 1,7 milioni di *prosumer* (produttori e consumatori di energia) presenti sul territorio italiano. Un dato che entro il 2026 potrebbe arrivare a 2,8 milioni.

Protagonista di questi nuovi bisogni sono le *smart grid*, reti intelligenti che, è bene sottolinearlo, non sostituiscono le infrastrutture di distribuzione esistenti, ma ne ridefiniscono l'uso attraverso rinnovamento e potenziamento con tecnologie IT e comunicazione.

L'IEA (International Energy Agency), definisce le Smart Grid come "un sistema di reti elettriche che utilizza la tecnologia digitale per monitorare e gestire il trasporto di elettricità da tutte le fonti di generazione per soddisfare le diverse richieste di energia elettrica degli utenti finali". Una logica che permette²² di:

- » ottimizzare l'utilizzo ed il funzionamento delle risorse;
- » minimizzare i costi e gli impatti ambientali;
- » massimizzare l'affidabilità, la stabilità e la resilienza della rete.

Le reti smart permettono una gestione coordinata ed efficiente delle risorse distribuite, massimizzandone il valore, inoltre facilitano l'integrazione di una quota crescente di generazione non programmabile, con benefici ambientali e un maggiore valore lungo l'intera filiera energetica. Infine, assumendo il punto di vista del *prosumer*, aumenta la flessibilità del rapporto tra produttore e consumatore, promuovendo nuovi meccanismi di partecipazione attiva degli utenti (sia consumatori sia *prosumer*) e incentivando la creazione di comunità energetiche, sia locali sia distribuite.

Le reti elettriche sono essenziali per portare energia all'industria, ai cittadini e ai servizi. "Per farlo in un contesto di transizioni sicure e accessibili – si legge nel rapporto *Electricity Grids and Secure Energy Transitions*²³ dell'IEA –, devono ospitare e connettere nuove fonti di generazione di energia, dispositivi efficienti e flessibili, oltre ad adattarsi ai cambiamenti nei modelli demografici".

Nei prossimi anni, le infrastrutture europee dovranno anche sostenere la crescente elettrificazione dei consumi: si stimano oltre 50 milioni di veicoli elettrici in circolazione e 60 milioni di pompe di calore aggiuntive entro il 2030. Inoltre, sarà necessario integrare tra 700 e 800 GW di nuova capacità rinnovabile non programmabile, di cui il 70% distribuita²⁴.

4.1 | I limiti delle reti elettriche tradizionali

Nelle economie avanzate, come quella italiana, le reti presentano spesso infrastrutture operative da oltre 50 anni, risalenti ai primi sviluppi dell'elettrificazione di massa. "Circa il 23% delle infrastrutture ha meno di 10 anni, mentre oltre il 50% supera i 20 anni – scrive l'IEA²⁵. Le economie emergenti e in via di sviluppo (EMDE) hanno reti più recenti, realizzate per soddisfare la crescente domanda di elettricità. Circa il 40% delle infrastrutture in queste regioni ha meno di 10 anni. Paesi come Giappone, Stati Uniti ed Europa hanno una quota significativa di reti con oltre 20 anni di età". Nell'Unione europea, più del 50% della rete è in funzione da oltre 20 anni²⁶, la metà della sua durata media, e il 40% delle reti di distribuzione europee ha più di 40 anni²⁷, necessita, dunque, di modernizzazione. In questi Paesi la crescita della lunghezza delle reti è stata modesta, con nuove infrastrutture principalmente dedicate al collegamento di fonti di energia rinnovabile distanti.

La mancanza di sviluppo delle reti – in termini di espansione, rafforzamento, digitalizzazione, modernizzazione e utilizzo più efficace – rappresenta un rischio per la sicurezza elettrica, rallentando il ritmo delle transizioni verso un'energia pulita e aumentando i costi. Le infrastrutture tradizionali sono state progettate per un'energia prodotta da combustibili fossili, operano

22 M. Valenti, G. Graditi, *Le Smart Grid per un futuro energetico sostenibile e sicuro*, in *Enea Magazine*, febbraio 2020

23 *Electricity Grids and Secure Energy Transitions*, IEA, ottobre 2023

24 *Ibidem*

25 *Ibidem*

26 *Ibidem*

27 *Ibidem*

con reti unidirezionali che trasportano energia dai grandi impianti termoelettrici agli utenti finali con un approccio top-down. La diffusione di piccoli impianti a fonti rinnovabili non programmabili lungo le reti di distribuzione (generazione distribuita) rende necessario che i sistemi elettrici si evolvano, divenendo reti bidirezionali, capaci di accogliere energia generata da molti nodi non gestiti centralmente e, a seguire, di distribuirla. Questo richiede un processo di adeguamento del sistema elettrico attraverso processi di ristrutturazione e modernizzazione rapidi ed economicamente sostenibili per accogliere una quota crescente di rinnovabili e generazione distribuita.

4.2 | L'Action Plan for Grids della Commissione europea

La Commissione europea, consapevole della portata di questa sfida, ha elaborato un *EU Action Plan for Grids*²⁸. Un documento che traccia il percorso da seguire per innovare le reti elettriche europee e sostenere la crescente domanda legata alla mobilità sostenibile, al riscaldamento e raffrescamento, all'elettificazione dell'industria e all'avvio della produzione di idrogeno a basse emissioni di carbonio.

Il piano comunitario punta a valorizzare il ruolo centrale dei DSO (Distribution system operator) e a garantire che gli investimenti per il potenziamento e la digitalizzazione delle reti vengano effettuati con anticipo rispetto alle necessità, sostenendo così la transizione energetica.

“Si prevede che il consumo di elettricità aumenterà di circa il 60% da qui al 2030 – si legge nell'EU Action Plan for Grids -. Inoltre, le reti dovranno integrare una quota significativa di energia rinnovabile variabile. La capacità di generazione di eolico e solare deve aumentare dai 400 GW del 2022 ad almeno 1.000 GW entro il 2030, includendo un notevole incremento delle fonti rinnovabili offshore fino a 317 GW, che dovranno essere connesse alla rete terrestre. Pertanto, le reti devono adattarsi ad un sistema elettrico più decentralizzato, digitalizzato e flessibile, con milioni di pannelli solari sui tetti e comunità energetiche locali che condividono risorse”.

Inoltre, la pianificazione e l'operatività delle reti di trasmissione e distribuzione elettrica in Europa devono inoltre essere coordinate con la pianificazione e l'operatività delle nuove infrastrutture per l'idrogeno, lo stoccaggio di energia, le infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica e le infrastrutture per il CO₂. L'obiettivo della Commissione e di tutte le istituzioni europee chiamate a intervenire è potenziare ed espandere il sistema di reti europeo. “Il Piano Decennale di Sviluppo della Rete (TYNDP) di ENTSO-E mostra che, nei prossimi sette anni, l'infrastruttura di trasmissione transfrontaliera dovrebbe raddoppiare, con una capacità aggiuntiva di 23 GW entro il 2025 e altri 64 GW entro il 2030 – sottolinea l'EU Action Plan for Grids -. Oltre alle esigenze transfrontaliere, la maggior parte degli investimenti sarà effettuata all'interno dei confini nazionali, sia a livello di trasmissione sia di distribuzione. In particolare, le reti di distribuzione cresceranno e cambieranno per connettere grandi quantità di generazione rinnovabile decentralizzata e nuove richieste flessibili (come pompe di calore e stazioni di ricarica per veicoli elettrici). Queste reti acquisiranno nuovi ruoli, diventando facilitatori di una gamma di soluzioni richieste dal sistema. Sarà necessario trasformarle in reti intelligenti, digitali, monitorate in tempo reale, controllabili da remoto e sicure dal punto di vista informatico, con la ricerca e l'innovazione che giocheranno un ruolo cruciale”.

L'Action Plan dell'Unione europea fa il punto anche sui fondi necessari per ammodernare le reti elettriche europee. “Le stime del settore indicano che saranno necessari investimenti compresi tra 375 e 425 miliardi di euro nelle reti di distribuzione entro il 2030 – spiega -. Complessivamente, la Commissione europea stima che saranno necessari investimenti per 584 miliardi di euro nelle reti elettriche durante questo decennio. Questo rappresenta una parte significativa del totale degli investimenti richiesti per la transizione pulita nel settore elettrico”²⁹. Inoltre, in tutta Europa, i progetti di interconnessione soffrono di superamenti dei costi a causa dell'inflazione e dell'aumento dei tassi di interesse, oltre ad incontrare difficoltà nel reperire tempestivamente attrezzature come cavi o sottostazioni.

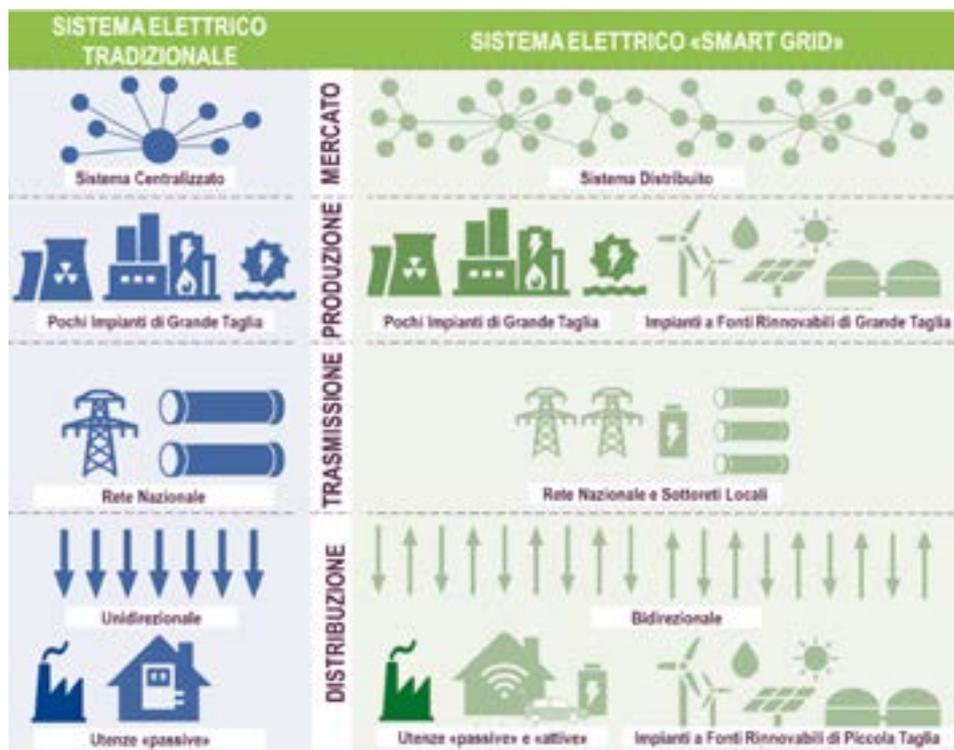
Le risorse economiche non sono la sola variabile da considerare. Occorre valutare anche i tempi necessari all'implementazione, anche sotto il profilo burocratico, dei nuovi strumenti per il potenziamento delle reti che possono variare tra 4 e 10 anni, e tra 8 e 10 anni per le linee ad alta tensione. “Gli arretrati di connessioni nelle reti di distribuzione stanno crescendo rapidamente, con migliaia di nuove richieste al mese per un singolo operatore di rete di distribuzione (DSO) di medie dimensioni – si legge -. Quando non c'è chiarezza o certezza sui tempi e sui costi delle connessioni, i nuovi progetti di generazione pianificati vengono bloccati o abbandonati”. La mancanza di una forza lavoro qualificata aggrava ulteriormente questi problemi. I tempi di attesa per i nuovi prodotti possono arrivare al 2032.

²⁸ Grids, the missing link - An EU Action Plan for Grids, European Commission: DG Energy, 28 novembre 2023

²⁹ Ibidem

4.3 | Espandere le reti: una necessità globale

Espandere le reti non è solo una necessità europea. L'Agenzia Internazionale per l'Energia ritiene che entro il 2040 saranno necessari oltre 80 milioni di chilometri di reti in tutto il mondo, l'equivalente dell'intera rete globale esistente oggi, e calcola che ci sono circa 1.500 GW di progetti avanzati di energie rinnovabili in attesa di connessione alla rete. Per esempio, l'Agenzia stima³⁰ che gli Stati Uniti necessitino di ampliare i loro sistemi di trasmissione elettrica del 60% entro il 2030. Anche la State Grid Corporation della Cina ha annunciato investimenti per 1.020 miliardi di CNY (132 miliardi di euro) nelle reti elettriche per il periodo 2022-2023.



Elaborazione di Enea - Progetto H2020 Interplan, Progetto ComESto-Community Energy Storage - PON ricerca e innovazione 2014 - 2020 MIUR - ARS01_01259; Progetto Modelli e strumenti per incrementare l'efficienza energetica nel ciclo di produzione, trasporto, distribuzione dell'elettricità - Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 della Ricerca di Sistema Elettrico Nazionale 2019-2021

5. RETI E RINNOVABILI: UN QUADRO GENERALE

Il nostro Paese quanto investe nelle nuove reti? Un grande impulso agli investimenti e al potenziamento della rete elettrica italiana è arrivato dal PNRR. "Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete"³¹ è il titolo della Componente 2 - Misura 2 della Missione 2 del PNRR che si pone l'obiettivo di "potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete per accogliere l'aumento di produzione da fonti rinnovabili e aumentarne la qualità".

Inoltre, a fine giugno il Mase, ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica, ha inviato alla Commissione europea una proposta di aggiornamento del PNIEC nella quale l'obiettivo complessivo di copertura di consumi energetici da fonti rinnovabili al 2030 è salito al 40,5%, 10,5 punti percentuali in più rispetto alla vecchia versione; andando nello specifico, le nuove percentuali proposte di copertura da fonti rinnovabili sono il 65% nel settore elettrico, 37% nel riscaldamento e raffreddamento, 31% nei trasporti e 42% di idrogeno verde sul totale dell'idrogeno impiegato a livello industriale.

Nel nostro Paese, nel solo 2023, sono stati installati 5,76 GW³² di nuove rinnovabili, un balzo significativo rispetto agli anni precedenti, durante i quali le nuove installazioni sono state molto più modeste, con soli 1,3 GW nel 2021 e 3,0 GW nel 2022. Eppure, la quantità installata non è ancora allineata con gli obiettivi di decarbonizzazione fissati per il 2030, come delineato nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

I ritardi sono dovuti soprattutto alla difficoltà di sviluppare il segmento degli impianti di grande taglia sia per il fotovoltaico sia per l'eolico (che non a caso ha dato un contributo di soli 500 MW alle installazioni 2023). Gli impianti fotovoltaici di piccola taglia rappresentano infatti oltre il 95% delle nuove installazioni e coprono quasi la metà della potenza addizionale, mentre gli impianti rinnovabili utility scale hanno coperto solamente un quarto della potenza addizionale. Tali dati sottolineano le difficoltà incontrate nel Paese per completare progetti di nuovi impianti di grande taglia, fondamentali per completare la transizione energetica.

Per gestire efficacemente l'energia prodotta da un numero crescente di cittadini in un modello decentralizzato, è essenziale sviluppare, ammodernare e digitalizzare le reti elettriche. Solo questo potrà garantire che l'elettricità viaggi rapidamente senza compromettere affidabilità e sicurezza delle infrastrutture.

Difatti, come riporta il PNIEC - Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, lo sforzo di rilancio dell'Italia, delineato nel PNRR, si sviluppa intorno a tre assi strategici condivisi a livello europeo:

- » digitalizzazione e innovazione;
- » transizione ecologica;
- » inclusione sociale.

La transizione ecologica assorbe circa il 39% delle risorse finanziarie totali e lo stanziamento più ampio è assegnato alla Missione 2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica", alla quale è stato destinato il 28,56% dell'ammontare complessivo del Piano, ovvero circa 55,53 mld di euro per intensificare l'impegno dell'Italia in linea con gli obiettivi ambiziosi del "Green Deal".

La Misura 2 (Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile) si pone l'obiettivo di aumentare la resilienza del sistema elettrico per ridurre la probabilità di durata e entità di interruzioni di corrente in caso di stress derivante da fenomeni climatici estremi (con un finanziamento pari a 21,97 mld di euro).

Il Mase, ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica, si è occupato dell'Investimento 2.1, Rafforzamento smart grid, e Investimento 2.2, Interventi su resilienza climatica reti.

5.1 | Rafforzamento delle reti intelligenti

L'Investimento 2.1, sulle smart grid, si propone di trasformare le reti di distribuzione e la relativa gestione, con interventi sulla rete elettrica e sui suoi componenti software, per creare nuovi scenari energetici, in cui anche consumatori e *prosumer* possano svolgere un ruolo attivo. L'importo complessivo dell'investimento è di 3,6 miliardi di euro circa.

Nel 2024 l'investimento è stato potenziato con 450 milioni di euro (Rafforzamento smart grid) nell'ambito della Missione 2, Componente 2. "L'investimento di potenziamento consiste in interventi su porzioni di rete a media e bassa tensione volti a elettrificare il consumo energetico di almeno 230.000 abitanti in più rispetto a quanto già previsto dalla misura vigente. L'investimento esistente e quello aggiuntivo, insieme, elettrificheranno i consumi di almeno 1.730.000 abitanti".

31 PNRR, Misura 2 - Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete, Mase, 20 luglio 2023

32 Renewable Energy Report 2024, Politecnico di Milano, 29 maggio 2024

Nello specifico, l'investimento si compone di due linee progettuali. La prima, mira ad incrementare la capacità di rete di ospitare ed integrare la generazione di energia distribuita che arriva da fonti rinnovabili. La seconda prevede l'aumento di potenza a disposizione delle utenze per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici (come la mobilità elettrica, il riscaldamento con pompe di calore) per almeno un milione e mezzo di abitanti.

Tra gli interventi ammissibili per un finanziamento ci sono quelli che si propongono di incrementare la capacità di ospitare, (cosiddetta *Hosting Capacity*) fino a 4.000 MW ed integrare ulteriore generazione di energia distribuita da fonti rinnovabili, attraverso interventi di "smart grid" (rafforzamento infrastrutturale e digitalizzazione). Altri interventi finanziabili sono quelli volti ad aumentare la capacità e la potenza a disposizione degli utenti per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici fino ad interessare 1,5 milioni di utenti. Infine, i progetti integrati che perseguono l'obiettivo di incrementare la capacità di ospitare e integrare ulteriore generazione distribuita e di aumentare la potenza massima che la rete è in grado di fornire in prelievo alle utenze connesse.

Come scrive il Mase, la dotazione complessiva "è ripartita in euro 1 miliardo per gli interventi finalizzati ad incrementare la capacità di rete di ospitare ed integrare ulteriore generazione distribuita da fonti rinnovabili e euro 2,6 miliardi per interventi finalizzati ad aumentare la potenza a disposizione delle utenze per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici". Inoltre, in coerenza con i principi generali del Piano "il Decreto prevede inoltre una riserva, pari al 45% del totale delle risorse disponibili, destinata ad interventi da realizzarsi nelle regioni del Mezzogiorno".

6. RESILIENZA DELLE RETI

Un altro aspetto cruciale per i nostri giorni è quello della resilienza³³ delle reti elettriche. L'interruzione dell'alimentazione, infatti, può avere riflessi negativi sulla fornitura di servizi di prima necessità (sanità o servizio idrico) o di rilevanza pubblica (trasporti o Pubbliche amministrazioni).

Le reti elettriche sono infrastrutture. Come abbiamo visto in precedenza, la produzione crescente di energia decentralizzata (con le figure dei *prosumer*) così come l'impiego di energia da fonti rinnovabili (il cui flusso, per sua natura, non è costante) può causare stress alle reti elettriche.

Ma non solo. Le reti elettriche sono messe a rischio anche dal susseguirsi di eventi climatici estremi che ne mettono a repentaglio la stabilità e la permanenza in esercizio.

I sistemi infrastrutturali mostrano una esposizione fisiologica a calamità naturali, come terremoti, eventi meteorologici estremi, inondazioni. Una condizione che può causare conseguenze rilevanti, dirette e indirette, che in caso di eventi estremi, può arrivare alla perdita dei servizi forniti.

Eppure, come denuncia l'Enea³⁴, "l'analisi del loro comportamento fisico e funzionale e la messa a punto di strategie ottimali di rimessa in servizio e/o riparazione/ricostruzione appare sottorappresentata nella letteratura nazionale e internazionale così come nelle pratiche degli addetti ai lavori. Ciò è in parte dovuto al fatto che, dopo un evento calamitoso naturale, l'attenzione viene focalizzata tipicamente sugli edifici, che rappresentano la maggiore quota parte dell'ambiente costruito e sembrano, pertanto, rappresentare un rischio maggiore per la sicurezza immediata delle comunità colpite, se danneggiati".

6.1 | I cambiamenti climatici e la salvaguardia delle infrastrutture

I cambiamenti climatici e, insieme ad essi, i fenomeni meteo estremi rappresentano un serio rischio per la tenuta delle infrastrutture nazionali.

Il 2024, come rilevato dall'Organizzazione mondiale della meteorologia, è stato l'anno più caldo mai registrato, circa 1,55°C al di sopra dei livelli pre-industriali (1850-1900). I dati sono stati rilevati e comunicati dal Centro europeo per le previsioni meteorologiche a medio raggio (ECMWF), dall'Agenzia meteorologica giapponese, dalla Nasa, dalla National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) degli Stati Uniti, dal Meteorological Office del Regno Unito in collaborazione con l'Unità di ricerca climatica dell'Università dell'East Anglia (HadCRUT) e da Berkeley Earth. "È importante sottolineare che un singolo anno con un aumento della temperatura superiore a 1,5°C non significa che abbiamo mancato gli obiettivi a lungo termine dell'Accordo di Parigi, che vengono misurati su decenni e non su un singolo anno. Tuttavia, è essenziale riconoscere che ogni frazione di grado di riscaldamento conta. Che sia al di sotto o al di sopra di 1,5°C, ogni ulteriore incremento del riscaldamento globale aumenta gli impatti sulle nostre vite, sulle economie e sul nostro pianeta", ha dichiarato Celeste Saulo, segretaria generale dell'OMM.

L'aumento delle temperature si è accompagnato ad un incremento degli eventi climatici estremi. "Questo è stato accompagnato da eventi meteorologici devastanti ed estremi, dall'innalzamento del livello del mare e dallo scioglimento dei ghiacci, il tutto alimentato da livelli record di gas serra dovuti alle attività umane", ha aggiunto la segretaria generale dell'OMM³⁵.

A fare il bilancio di questi eventi, in Italia, ci ha pensato l'Osservatorio Città Clima di Legambiente. Nel nostro Paese, nel 2024 e per il terzo anno consecutivo, si contano oltre 300 gli eventi meteo estremi: quest'anno sono arrivati a quota 351. Un numero che cresce negli anni: il 2024 ha visto un aumento degli eventi meteo estremi di quasi 6 volte, +485% rispetto al 2015 (quando se ne registrarono solo 60). Nel 2024 la Penisola ha dovuto fronteggiare l'aumento di danni da siccità prolungata (+54,5% rispetto al 2023), da esondazioni fluviali (+24%) e da allagamenti dovuti alle piogge intense (+12%). Il quadro è quello di un Paese che fa le spese di mutamenti climatici repentini che lo espongono ad eventi estremi: troppa poca acqua oppure, al contrario, troppa acqua.

Eventi che mettono a dura prova le infrastrutture rendendo urgente investire nella sua salvaguardia rendendola più flessibile e facile da ripristinare in caso di forte stress atmosferico.

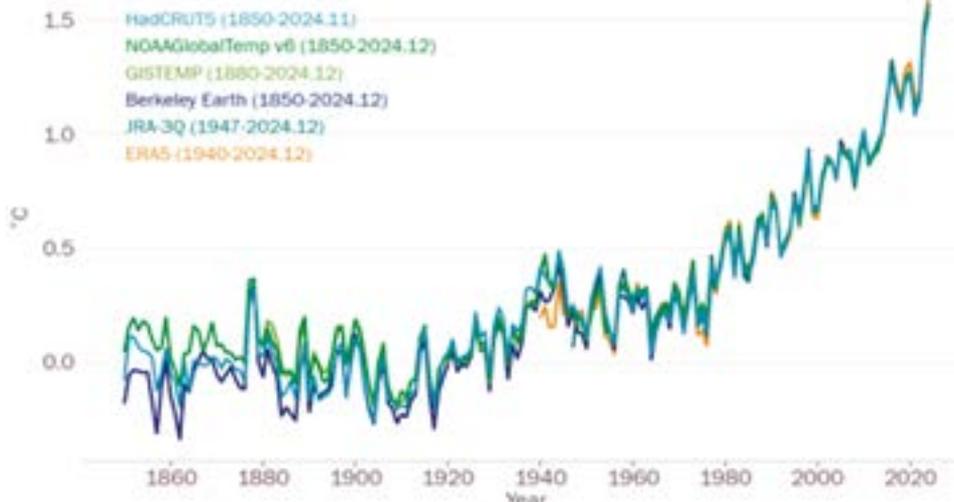
Gli eventi climatici estremi causano anche danni alle infrastrutture e ai trasporti: "22 quelli che nel 2024 hanno provocato danni e ritardi a treni e trasporto pubblico locale nella Penisola".

33 P. Girdino, *Il futuro della resilienza delle reti elettriche*, ISPI, 8 ottobre 2019

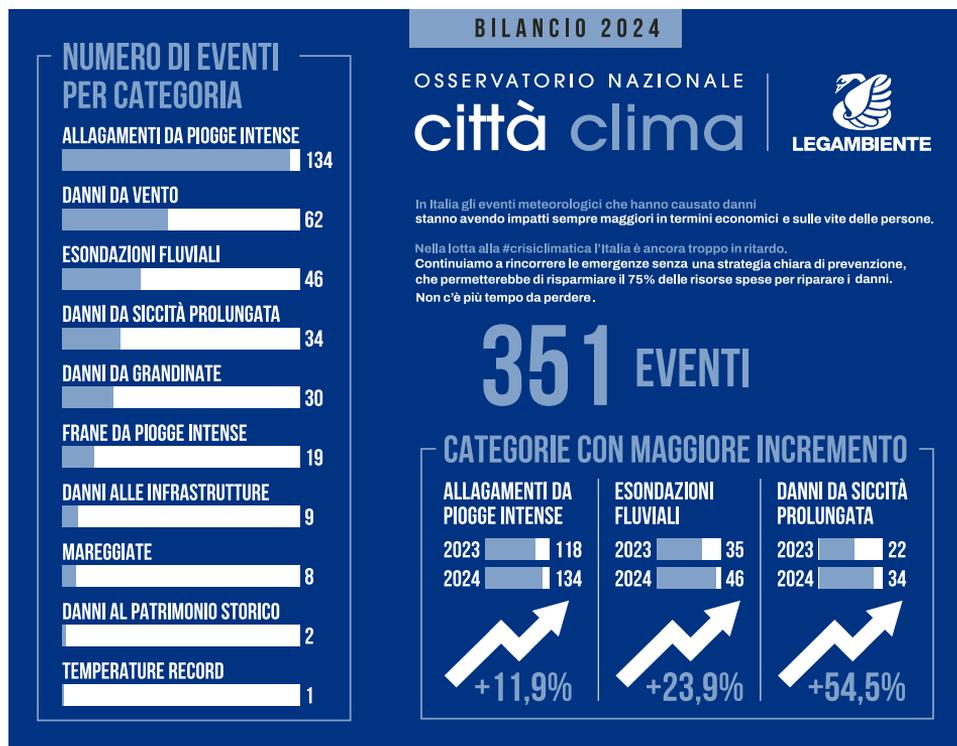
34 S. Giovanazzi, M. Pompili, A. Geri, R. Lamedica, *Fragilità e resilienza del sistema elettrico soggetto a fenomeni naturali*, Enea, settembre 2017

35 WMO confirms 2024 as warmest year on record at about 1,55°C above pre-industrial level, WMO, 10 gennaio 2025

Global mean temperature 1850-2024 Difference from 1850-1900 average



Elaborazione di World Meteorological Organization (WMO) - Media delle temperature globali tra il 1850 - 2024



6.2 | Resilienza delle reti: un tema europeo

Come anticipato l'Enea³⁶, nel report "Fragilità e resilienza del sistema elettrico soggetto a fenomeni naturali", spiega che la mancanza di letteratura specifica sulla fragilità dei sistemi infrastrutturali a fenomeni calamitosi è anche, in parte, dovuta alla scarsità, o alla totale mancanza, di dati esaurienti sul danno fisico indotto dagli eventi calamitosi sulle infrastrutture stesse e sulla perdita di funzionalità conseguente al danno fisico. La disponibilità di tali dati, invece, consentirebbe la definizione di modelli empirici e/o la calibrazione di modelli analitici per la previsione degli impatti fisici e funzionali attesi su sistemi infrastrutturali se soggetti ad un evento calamitoso, similmente a quanto già fatto per gli edifici.

Anche quello della salvaguardia delle reti è un tema di interesse per le istituzioni europee. La scorsa primavera il Consiglio dell'Unione europea ha approvato il documento "Promuovere infrastrutture delle reti elettriche sostenibili"³⁷ nell'ambito delle conclusioni del Consiglio del 30 maggio 2024 dedicato proprio alle infrastrutture delle reti elettriche dell'Ue. Le conclusioni prevedono una serie di misure per una rete elettrica interconnessa e resiliente in Europa, al fine di garantire la sicurezza energetica e conseguire la decarbonizzazione nell'Ue.

"La quota di energie rinnovabili nella produzione di energia elettrica è più che raddoppiata dal 2004, raggiungendo quasi il 40% - ha detto la ministra dell'Energia del Belgio Tinne Van der Straeten -. Le conclusioni del Consiglio sono in linea con tale sviluppo e rispecchiano l'ambizione dell'Unione europea di diventare più verde, competitiva e resiliente nel settore dell'energia, sottolineando la necessità di introdurre una super-rete dell'Ue per incorporare più energie rinnovabili, sostenere l'elettrificazione, stabilizzare i prezzi e aumentare la sicurezza energetica".

L'Ue, come si legge nel documento, riconosce "il ruolo cruciale della rete elettrica europea interconnessa, integrata e sincronizzata nel garantire un sistema sicuro, il buon funzionamento del mercato interno, la competitività e lo sviluppo socio-economico dell'Ue, nonché il conseguimento degli obiettivi Ue in materia di energia e clima". Inoltre, sottolinea "che un sistema energetico europeo pienamente integrato, interconnesso e sincronizzato può essere conseguito solo se le infrastrutture delle reti elettriche dell'Ue sono realizzate e utilizzate nel modo più efficace ed efficiente possibile per gli scambi di energia, anche attraverso la flessibilità e altre soluzioni non filari, in modo da attenuare il più possibile i costi complessivi del sistema sostenuti da famiglie e imprese". Sono ancora numerosi i passi che devono essere compiuti "per realizzare un sistema energetico europeo pienamente integrato, interconnesso e sincronizzato, al fine di rafforzare ulteriormente la sicurezza dell'approvvigionamento, la resilienza del sistema elettrico nonché la competitività e la decarbonizzazione". La necessità di avviare una pianificazione deve essere combinata con il coordinamento dal basso verso l'alto dei piani nazionali a livello regionale e dovrebbe tenere conto delle specificità "delle regioni e degli Stati membri meno interconnessi o non interconnessi, periferici, ultraperiferici o isolati, nonché di quelli situati alle frontiere esterne dell'Ue, confinanti con Paesi che rappresentano una minaccia diretta per gli Stati membri o la sicurezza europea, specialmente dall'inizio della guerra di aggressione della Russia nei confronti dell'Ucraina"³⁸. Il Consiglio, inoltre, ha ricordato la necessità di realizzare un'autentica Unione europea dell'energia e l'importanza delle interconnessioni tra gli Stati per conseguire tale obiettivo. Quest'ultime non riguardano solo le infrastrutture fisiche ma anche la collaborazione e la cooperazione tra Commissione e Stati membri. Alla prima il compito di proporre un quadro rafforzato che garantisca che la pianificazione e la diffusione delle reti siano conformi agli obiettivi dell'Ue in materia di clima ed energia. "Lo scopo è aumentare la trasparenza e la tracciabilità dell'intero processo di pianificazione e sviluppo delle reti di trasmissione", si legge.

Gli Stati membri, invece, dovranno elaborare "piani nazionali aggiornati per l'energia e il clima 2024", incentrandoli "sulla necessità di obiettivi chiari, misure e investimenti per rafforzare le reti elettriche a livello sia di distribuzione sia di trasmissione, nonché le interconnessioni", "incoraggiare e sostenere i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi di distribuzione nel rafforzamento della loro cooperazione e nello sviluppo di nuovi progetti di rete, comprese le reti intelligenti ovunque siano necessarie, come pure nel potenziamento, nella manutenzione, nella digitalizzazione e nell'ammodernamento delle reti esistenti, nonché nell'utilizzo della flessibilità, tenendo conto nel contempo della necessità di affrontare le sfide connesse al passaggio dalla generazione di energia centralizzata a quella distribuita e intermittente".

Dal canto suo l'Italia, attraverso i fondi del PNRR (Componente 2 - Misura 2 della Missione 2, Investimento 2.2: Interventi su resilienza climatica reti), ha stanziato inizialmente circa 500.000.000 euro nella resilienza della rete elettrica, in particolare la rete di distribuzione, rispetto agli "eventi meteorologici estremi (vento/caduta di alberi, ghiaccio, ondate di calore, inondazioni e rischi idrogeologici)", e per "ridurre la probabilità di interruzioni prolungate della fornitura elettrica e limitare le conseguenze

36 S. Giovinnazzi, M. Pompili, A. Geri, R. Lamedica, *Fragilità e resilienza del sistema elettrico soggetto a fenomeni naturali*, Enea, settembre 2017

37 *Promuovere infrastrutture delle reti elettriche sostenibili, Conclusioni del Consiglio dell'Unione europea*, 30 maggio 2024

38 *Ibidem*

sociali ed economiche negative per le aree interessate”.

Successivamente, la misura è stata potenziata aggiungendo al piano la messa in sicurezza “di almeno 648 km di rete elettrica in più di quanto già previsto dalla misura vigente”. All’investimento complessivo si aggiungono 62,2 milioni in sovvenzioni e porterà a migliorare la resilienza di almeno 4648 km di rete elettrica.

I risultati attesi sono:

- » riduzione della probabilità, durata e entità di interruzioni di corrente determinate da condizioni meteorologiche estreme;
- » qualità e continuità dell’approvvigionamento energetico;
- » riduzione dei costi di ripristino;
- » reazione preventiva all’ineguale distribuzione del rischio climatico.

6.3 | Resilienza e cibersicurezza

Resilienza non vuol dire solo mettersi al sicuro da eventi calamitosi naturali ma anche tutelarsi dai rischi di attacchi cyber alle infrastrutture che governano le reti elettriche.

Lo scorso luglio gli Stati membri dell’Ue, con il sostegno della Commissione e dell’Agenzia dell’Ue per la cibersicurezza (ENISA), hanno pubblicato la relazione “EU cybersecurity risk evaluation and scenarios for the telecommunications and electricity sectors”³⁹ sulla cibersicurezza dei settori delle telecomunicazioni e dell’energia elettrica nell’Ue, nonché raccomandazioni per rafforzarne la resilienza.

“Per il settore elettrico, i rischi maggiori identificati riguardano le entità direttamente connesse alla rete elettrica (compresa l’infrastruttura del gas) – si legge nel documento –⁴⁰. Le minacce più evidenti sono rappresentate da personale interno che lavora per attori ostili e si infiltrano nelle organizzazioni, insieme agli attacchi informatici provenienti dall’esterno, dove ransomware e malware vengono utilizzati per acquisire il controllo o, comunque, interrompere la tecnologia operativa su cui fanno affidamento i produttori di gas e gli operatori di energia elettrica. Inoltre, lo spionaggio è un rischio significativo per il settore energetico, per due motivi: in primo luogo, vi è una grande quantità di proprietà intellettuale sensibile nel settore, e, in secondo luogo, il settore attira un’ampia attività di preposizionamento da parte di esperti attori malevoli, con l’obiettivo di mettere in opera attacchi distruttivi”.

La natura distribuita dell’ecosistema dell’industria elettrica “può rendere però difficile per una singola organizzazione identificare in modo efficiente un attacco informatico – suggerisce l’ISPI⁴¹ in un approfondimento dedicato al tema della cibersicurezza delle reti elettriche –. Superare questa sfida richiede una condivisione trasparente in tempo reale di informazioni per avere una consapevolezza collettiva della situazione. Inoltre, la condivisione di tempo reale di informazioni dovrebbe tener conto delle implicazioni sulla sicurezza nazionale poiché potrebbe essere necessario che le informazioni per gestire i cyber rischi attraversino i confini nazionali e regionali. Un primo approccio potrebbe consistere nello sviluppo di un framework per un’information sharing real-time, coordinata, neutrale, specifica per l’elettricità a livello internazionale”.

La trasformazione digitale del settore dell’elettricità, l’integrazione sempre più profonda delle reti e dei sistemi IT e OT e il numero crescente di piccoli fornitori di energia sono fattori che ampliano significativamente la potenziale superficie di attacco. Un ruolo è svolto anche dall’espansione della diffusione delle fonti di energia rinnovabile e dal lento ammodernamento delle infrastrutture. “L’espansione del mercato delle fonti di energia rinnovabile introduce ulteriori rischi per il settore elettrico, ad esempio quando le apparecchiature e i fornitori di manutenzione esterni hanno accesso alle risorse e alle reti dell’operatore – si legge nel report dell’ENISA –. Inoltre, la rapida diffusione dei componenti IT e il fatto che i componenti OT sono spesso relativamente datati e ricevono meno aggiornamenti” offre nuovi fronti di vulnerabilità.

Attenuare i rischi significa, secondo la relazione⁴² di Commissione Ue ed ENISA, mettere in atto misure tempestive volte a rafforzare la resilienza. Alcune delle raccomandazioni sono:

- » condividere buone pratiche in materia di mitigazione dei ransomware;
- » migliorare la consapevolezza collettiva della situazione informatica e la condivisione delle informazioni;
- » migliorare la pianificazione di emergenza, la gestione delle crisi e la collaborazione operativa;
- » valutare le dipendenze da fornitori di Paesi terzi ad alto rischio per rafforzare la sicurezza della catena di approvvigionamento.

³⁹ EU cybersecurity risk evaluation and scenarios for the telecommunications and electricity sectors, Commissione europea, 24 luglio 2024

⁴⁰ Ibidem

⁴¹ P. Girdino, *Il futuro della resilienza delle reti elettriche*, ISPI, 8 ottobre 2019

⁴² EU cybersecurity risk evaluation and scenarios for the telecommunications and electricity sectors, Commissione europea, 24 luglio 2024

7. GLI INVESTIMENTI RICHIESTI NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE E LE SFIDE FUTURE

Complessivamente l'Agenzia internazionale dell'energia stima un fabbisogno di 80 milioni di chilometri di linee da qui al 2040 per compiere la transizione energetica. A livello globale, nei prossimi 5 anni sarà necessario un investimento di circa 600 miliardi di dollari tra nuove installazioni e ammodernamenti.

Secondo la Commissione europea, nel nostro continente gli investimenti annui nella rete di distribuzione tra il 2024 e il 2050 potrebbero raddoppiare rispetto ai valori attuali (36 miliardi di euro del 2023), raggiungendo quota 65 miliardi di euro all'anno. Guardando all'Italia, la Commissione europea stima circa 6 miliardi di euro annui di spesa nella rete elettrica nazionale fino al 2034, un aumento marcato rispetto ai 2,6 miliardi medi investiti tra il 2018 e il 2023. Investimenti che, si prevede, avranno un impatto annuo sul Pil intorno ai 13 miliardi di euro (+0,7%).

Una rete al passo con la transizione può inoltre ridurre significativamente le importazioni di combustibili fossili, creare più di 2 milioni di posti di lavoro, aumentare i risparmi energetici e rendere l'approvvigionamento energetico più affidabile, accelerando al contempo la decarbonizzazione dell'economia europea⁴³.

L'evoluzione della rete di distribuzione verso un sistema integrato, smart e sostenibile non può prescindere da una mole importante di investimenti. Il punto però non è solo quanti soldi verranno spesi, ma anche quali interventi saranno finanziati.

Innanzitutto, è necessario potenziare la capacità della rete di far fronte all'aumento della domanda di nuovi allacci. Una necessità resa ancora più impellente dalla crescente elettrificazione di settori chiave come il riscaldamento, i trasporti e l'industria. Parallelamente, bisogna rafforzare la gestione della generazione energetica, in modo da ottimizzare il flusso inverso di energia proveniente dalle fonti rinnovabili. Questo permetterà una distribuzione più efficiente dell'elettricità prodotta in eccesso, in particolare da parte dei clienti domestici.

Un altro aspetto essenziale riguarda il rinnovo e la sostituzione delle infrastrutture più obsolete, per garantire maggiore affidabilità e sicurezza della rete. Inoltre, è cruciale migliorare la resilienza della rete in previsione dell'aumento degli eventi climatici estremi legati, in parte, al climate change. Tra le soluzioni praticabili figurano interventi come l'interramento dei cavi o la creazione di nuovi collegamenti di alimentazione, aumentando così la capacità di riserva del sistema elettrico.

Un ruolo chiave è svolto anche dalla diffusione degli smart meter, che consentono un monitoraggio più accurato dei consumi energetici e una gestione più efficace delle informazioni attraverso software avanzati. Infine, un passo fondamentale per incrementare l'efficienza e la sicurezza delle reti di distribuzione è l'investimento nella digitalizzazione e nell'automazione delle sottostazioni. Questi interventi non solo migliorano la flessibilità del sistema e riducono i tempi di intervento, ma permettono anche di implementare misure di cybersecurity indispensabili per proteggere le infrastrutture critiche da possibili minacce informatiche, garantendo così la continuità del servizio.

7.1 | Obiettivi sfidanti e ostacoli da superare

La realizzazione di progetti infrastrutturali nel settore energetico in Europa incontra diversi ostacoli che ne rallentano il progresso, mettendo a rischio il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

In primo luogo, la lunghezza e farraginosità delle procedure autorizzative, che aumenta l'incertezza e scoraggia gli investimenti. Spesso l'iter burocratico delle autorità locali, regionali e nazionali si rivela macchinoso e prolungato, a causa delle necessarie valutazioni ambientali, dei permessi per l'utilizzo del suolo e delle normative di sicurezza.

Un altro punto cruciale, come abbiamo scritto in precedenza, è quello relativo alla resilienza della rete nei confronti di attacchi informatici o ad eventi meteorologici estremi.

Lo studio di CVA e TEHA⁴⁴ individua un altro ostacolo nel disallineamento tra le aree di produzione di energia, prevalentemente localizzate al Sud Italia, e le aree che ospitano più impianti produttivi e che, dunque, richiedono più energia, situate nel Nord del Paese. Difatti, il 56,5% dei 66 GW di capacità FER aggiuntivi previsti al 2030 sarà installato nel Sud Italia, contro il 19,4% nel Nord. Questo squilibrio richiede un potenziamento delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione, nonché una pianificazione integrata a lungo termine per assicurare una corretta distribuzione dell'energia prodotta.

Il nostro Paese è chiamato ad uno sforzo di modernizzazione delle infrastrutture elettriche, a iniziare dalle reti. Sarà opportuno,

43 *Grid for Speed*, Eurelectric, 22 maggio 2024

44 *Renewable Thinking*, Forum delle Energie Rinnovabili, 1° luglio 2024

e necessario, adottare smart grid, che consentono una comunicazione bidirezionale tra utenti e rete, migliorando la gestione e l'efficienza energetica, e investire in microgrid e generazione distribuita, per incrementare la resilienza del sistema energetico e ridurre la dipendenza dalle grandi infrastrutture di trasmissione. In questo modo sarà possibile garantire un'energia più sicura e affidabile alle comunità locali.

Ancora, l'efficientamento della rete richiede l'implementazione di infrastrutture di trasmissione e distribuzione più resilienti. Infatti, le linee elettriche ad alta tensione, i trasformatori e altri dispositivi di trasmissione devono essere aggiornati per gestire carichi più elevati e garantire una consegna affidabile dell'energia. La rete di distribuzione sarà sempre più caratterizzata da un ciclo di flussi distinto tra il giorno (quando la produzione fotovoltaica è massima) e la notte (quando la produzione fotovoltaica è minima). Questo comporterà un dimensionamento del tutto nuovo.

Infine, il raggiungimento degli obiettivi di capacità FER al 2030 e della neutralità climatica al 2050 richiederà interventi coordinati e strategie di lungo periodo, supportate da politiche energetiche ambiziose e da un quadro normativo stabile.

Solo attraverso uno sforzo collettivo sarà possibile garantire una transizione energetica equa e sostenibile, con una rete di distribuzione adeguata alle sfide future.

BIBLIOGRAFIA

- *A European-wide vision for the future of our power network*, ENTSO-E, febbraio 2025
- *Conclusioni del Consiglio dell'Unione europea*, 30 maggio 2024
- *Electricity Grids and Secure Energy Transitions*, IEA, ottobre 2023
- *EU cybersecurity risk evaluation and scenarios for the telecommunications and electricity sectors*, Commissione europea, 24 luglio 2024
- *Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana*. Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79
- *Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana*. Legge 6 dicembre 1962, n. 1643
- *Grid for Speed*, Eurelectric, 22 maggio 2024
- *Il ruolo della distribuzione elettrica per una transizione energetica sicura*, The European House Ambrosetti ed Enel, 7 settembre 2024
- Madge, G., *Met Office (gennaio 2025). 2024: record-breaking watershed year for global climate*
- M. Valenti, G. Graditi, *Le Smart Grid per un futuro energetico sostenibile e sicuro* in *Enea Magazine*, febbraio 2020
- *Osservatorio nazionale Città Clima*. Bilancio 2024, Legambiente, 2024
- *PNIEC - Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*, ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica, giugno 2024
- P. Girdino, *Il futuro della resilienza delle reti elettriche*, ISPI, 8 ottobre 2019
- R. Maiocchi, *L'elettrotecnica fino alla Grande guerra*, Dizionario Treccani, 2013
- *Rapporto Statistico 2023. Solare fotovoltaico*, GSE, maggio 2024
- *Relazione finanziaria annuale - Rapporto Integrato*, Terna, 2023
- *Renewable Energy Report 2024*, Politecnico di Milano, 29 maggio 2024
- *Renewable Thinking, Forum delle Energie Rinnovabili*, 1° luglio 2024
- S. Giovinnazzi, M. Pompili, A. Geri, R. Lamedica, *Fragilità e resilienza del sistema elettrico soggetto a fenomeni naturali*, Enea, settembre 2017
- *Terna: nel 2024 consumi elettrici in aumento del 2,2%*, Terna, 16 gennaio 2025
- *Terna. 130 anni di storia per la trasmissione dell'elettricità*
- *WMO confirms 2024 as warmest year on record at about 1,55°C above pre-industrial level*, WMO, 10 gennaio 2025

SITOGRAFIA

www.ambrosetti.eu
www.camera.it
www.cittaclima.it
www.consilium.europa.eu
www.climate.copernicus.eu
www.e-distribuzione.it
www.efficienzaenergetica.enea.it
www.eai.enea.it
www.enel.com
www.entsoe.eu
www.eurelectric.org
www.eur-lex.europa.eu
www.gazzettaufficiale.it
www.iea.org
www.mase.gov.it
www.metoffice.gov.uk
www.terna.it
www.treccani.it
www.wmo.int

