



STUDI E RICERCHE

Sussidiarietà e...

Sussidiarietà e... governo delle infrastrutture

Rapporto
sulla sussidiarietà
2022/2023

Sussidiarietà e... governo delle infrastrutture

Quali sono le infrastrutture utili al Paese. A che cosa servono e a chi. A quali beneficiari sono rivolti i servizi. Quanto sono utilizzate oggi e quanto lo saranno in futuro. Queste le domande che guidano un buon governo delle infrastrutture.

Il Rapporto, con un taglio interdisciplinare, prende in esame i settori della mobilità, dell'energia, delle risorse idriche e delle telecomunicazioni.

Dalla ricerca emerge come un approccio sussidiario possa costituire la chiave culturale decisiva nell'affronto della vita di settori tanto complessi.

Il governo delle infrastrutture richiede, infatti, diverse fasi – pianificazione, realizzazione e gestione – e coinvolge molteplici interessi, spesso in contrasto tra loro.

Solo la condivisione e il coinvolgimento di tutti i soggetti (pubblici e privati, centrali e locali) coinvolti nei processi decisionali e attuativi può permettere di trovare un punto di equilibrio virtuoso.

La sussidiarietà, ancora una volta, si dimostra un importante pilastro dello sviluppo sostenibile perché introduce una dimensione di "responsabilità diffusa" nel perseguire il bene comune.

Con il contributo di

Fondazione
CARIPLO 


TUNNEL EURALPIN LYON TURIN


THE CAREPORT

 **Aeroporti
di Roma**


FNM
la vita in movimento


INWIT
Infrastrutture Wireless Italiane


**FONDAZIONE
CON IL SUD**

ISBN 978-88-97793-35-9



9 788897 793359

SUSSIDIARIETÀ E...

Impaginazione: CreaLibro di Davide Moroni
Progetto di copertina: Alfredo La Posta
Immagine di copertina: Elaborazione grafica di milanidesign.it
su disegni tratti da Freepik

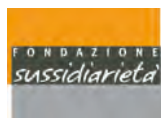
© 2023 Fondazione per la Sussidiarietà, Milano
Tutti i diritti riservati
ISBN 978-88-97793-35-9
Prima edizione
Fondazione per la Sussidiarietà, ottobre 2023
www.sussidiarieta.net

Stampato in Italia – Printed in Italy
Stampa: Geca, San Giuliano Milanese (MI)

Sussidiarietà e...
governo delle infrastrutture

Rapporto sulla sussidiarietà 2022/2023

a cura di
Paola Garrone, Alfredo Marra, Marco Ricotti,
Lanfranco Senn, Roberto Zucchetti



Indice

11 **Introduzione**

Paola Garrone, Alfredo Marra, Marco Ricotti, Lanfranco Senn, Roberto Zucchetti

PARTE I CONOSCERE PER DECIDERE E GOVERNARE LE INFRASTRUTTURE

19 **1. Una premessa sulle analisi quantitative**

Lanfranco Senn

23 **2. Le infrastrutture e i servizi per la mobilità e i trasporti**

Roberto Zucchetti

23 2.1 Rilevanza dei trasporti e corretta applicazione del criterio di sussidiarietà

25 2.2 Il trasporto su strada è essenziale per la vita del Paese

31 2.3 Il trasporto ferroviario

33 2.4 La funzione pubblica dei nodi di interscambio modale

34 2.5 I porti marittimi

37 2.6 Gli interporti

40 2.7 Gli aeroporti

42 2.8 Alcune riflessioni conclusive

45 **3. L'energia e le sue infrastrutture**

Guido Bortoni, Marco Ricotti

45 3.1 Rilevanza dell'energia per economia e società moderne

45 3.2 Le recenti lezioni rivenienti dalle crisi e importanza delle infrastrutture

47 3.3 I vettori energetici e la loro integrazione

49 3.4 Centralità delle infrastrutture energetiche

49 3.5 Infrastrutture fisiche e loro governo

53 3.6 Un caso di infrastruttura fisica: la rete energetica per il gas

54 3.7 Le caratteristiche strutturali della rete gas e i servizi (trasporto, stoccaggio, rigassificazione)

58 3.8 Gli scenari di sviluppo

62 3.9 Infrastrutture immateriali e loro governo

65 3.10 Commenti conclusivi

69	4. Infrastrutture del sistema idrico: problemi e opportunità
	<i>Paola Garrone, Andrea Rizzuni</i>
69	4.1 Introduzione: l'importanza del sistema idrico e il ruolo delle infrastrutture
70	4.2 Lo stato del sistema idrico: principali indicatori
77	4.3 La programmazione e l'esecuzione degli investimenti
79	4.4 Conclusioni
80	Riferimenti bibliografici

PARTE II IL QUADRO GIURIDICO ISTITUZIONALE

83	5. Introduzione
	<i>Alfredo Marra</i>
87	6. Governo delle infrastrutture, sussidiarietà e competitività del Paese
	<i>Alfredo Marra</i>
87	6.1 Il riparto delle competenze legislative tra Stato e regioni: la chiamata in sussidiarietà
89	6.2 La frammentazione delle competenze amministrative
91	6.3 Semplificazioni procedurali e distribuzione delle competenze
93	7. La programmazione e realizzazione delle infrastrutture
	<i>Alessandro Squazzoni</i>
93	7.1 Premessa. Ciclo di vita delle infrastrutture pubbliche e fasi del procedimento
94	7.2 La programmazione-progettazione delle infrastrutture e lo spazio di interlocuzione per l'ascolto dei portatori di interesse
98	7.3 Il nuovo Codice dei contratti: programmazione, localizzazione e dibattito pubblico
98	7.4 Il nuovo Codice dei contratti e gli strumenti di coinvolgimento dei portatori di interesse nella relazione di sostenibilità dell'opera
100	7.5 Sussidiarietà e infrastrutture pubbliche. Project financing e spazio per l'iniziativa privata
103	8. La disciplina dell'accesso all'infrastruttura
	<i>Monica Delsignore</i>
103	8.1 La complementarità tra liberalizzazione e regolazione economica nei servizi di pubblica utilità e i riflessi sulla disciplina di accesso all'infrastruttura
105	8.2 Il ruolo delle Autorità di regolazione
107	8.3 Il ruolo del pubblico nel sistema delle infrastrutture
109	9. La gestione delle infrastrutture
	<i>Luca Belviso, Giovanni Mulazzani, Scilla Vernile</i>
109	9.1 Concessioni vs. gestione in house
111	9.2 Il ruolo della Cassa depositi e prestiti
113	9.3 Il golden power

PARTE III I NODI DA AFFRONTARE

- 117 10. Introduzione**
Roberto Zucchetti
- 123 11. La partecipazione nelle decisioni**
Monica Delsignore, Alfredo Marra, Alessandro Squazzoni
- 123 11.1 Centralità del procedimento amministrativo e della partecipazione
- 124 11.2 La difficile coesistenza di molti e diversi interessi pubblici nel sistema delle infrastrutture
- 125 11.3 La difficile convivenza di interessi pubblici e interessi privati nel sistema delle infrastrutture
- 127 11.4 Ulteriori strumenti per un dialogo fattivo nel sistema delle infrastrutture
- 129 12. La manutenzione delle infrastrutture**
Marco Macchi, Irene Roda
- 129 12.1 Le infrastrutture a rete e la funzione di pubblica utilità
- 130 12.2 Sfide per la gestione della manutenzione nelle infrastrutture a rete
- 133 12.3 Il sistema di gestione della manutenzione nelle infrastrutture a rete
- 136 12.4 Conclusioni e prospettive future
- 139 13. Le infrastrutture digitali a servizio dei cittadini e delle imprese**
Michelangelo Suigo
- 139 13.1 La centralità e il valore delle infrastrutture digitali
- 142 13.2 La realizzazione delle infrastrutture digitali tra PNRR e investimenti privati
- 144 13.3 Il ruolo degli enti locali tra ostacoli e semplificazioni per la messa in opera delle infrastrutture digitali
- 146 13.4 Costruire il futuro: infrastrutture condivise, sostenibili e integrate
- 148 13.5 Conclusioni: da Nimby a Pimby
- 151 14. Ripensare il successo dei progetti infrastrutturali**
Giorgio Locatelli, Alessandro Paravano, Marco Terenzi, Paolo Trucco
- 151 14.1 La visione tradizionale del successo dei progetti infrastrutturali
- 153 14.2 Un nuovo approccio per giudicare il successo di un progetto infrastrutturale
- 156 14.3 Conclusioni
- 157 Riferimenti bibliografici
- 161 15. La valutazione economico sociale delle politiche infrastrutturali: ex ante, in itinere ed ex post**
Maria Caterina Fosci
- 161 15.1 Il ruolo dell'Europa nella pianificazione
- 166 15.3 L'importanza dei modelli collaborativi tra stakeholder
- 169 16. Il finanziamento delle infrastrutture**
Fabio Amatucci
- 169 16.1 Introduzione

170	16.2 Le decisioni di finanziamento
171	16.3 Gli strumenti di finanziamento delle infrastrutture a disposizione di aziende e amministrazioni pubbliche
177	16.4 Le sfide derivanti dal PNRR
180	16.5 Conclusioni. Un modello di analisi comparata
181	Riferimenti bibliografici
183	17. La formazione e le competenze di chi governa le infrastrutture <i>Manuela Brusoni, Niccolò Cusumano, Lorenzo Motta, Raffaella Saporito, Veronica Vecchi</i>
183	17.1 Introduzione: la centralità delle competenze
184	17.2 Le competenze come risorsa strategica per gestire gli appalti: il sistema di qualificazione delle stazioni appaltanti nel nuovo codice
189	17.3 Modelli e assessment delle competenze individuali per la gestione degli appalti nel quadro internazionale e implicazioni per l'Italia
192	17.4 Un framework di competenze per il governo degli investimenti: le T-shaped skills
193	17.5 Conclusioni: oltre gli appalti e il project management
195	18. Infrastrutture e sostenibilità <i>Davide Ciferri</i>
195	18.1 Introduzione
196	18.2 Le infrastrutture sostenibili e gli standard del G20
198	18.3 La necessità di ripensare il processo decisionale per la selezione degli investimenti infrastrutturali
200	18.4 Il PNRR e il cambio di paradigma nella valutazione delle infrastrutture
203	18.5 Un approccio multidimensionale per la valutazione delle opere pubbliche in ambito di sostenibilità
206	18.6 Osservazioni conclusive
207	Riferimenti bibliografici
209	Appendice. Alcuni dati di confronto internazionale sulle infrastrutture <i>a cura di Attilio De Pascalis</i>

PARTE IV CASI PARADIGMATICI

213	19. TELT. Sussidiarietà e grandi infrastrutture <i>Manuela Rocca</i>
213	19.1 Dal dibattito pubblico al coinvolgimento dei territori
217	19.2 La Démarche Grand Chantier e la legge regionale 4/2011: le politiche di sviluppo dei territori nel delicato contesto alpino
221	19.3 L'applicazione di regolamenti binazionali per un cantiere unico e circolare

227	20. Student housing: l'esperienza di Fondazione Cariplo
	<i>Pierenrico Maringoni</i>
227	20.1 Introduzione e contesto
228	20.2 Il modello di In-Domus
230	20.3 Politiche tariffarie
230	20.4 In-Domus: servizi e infrastrutture negli studentati
233	20.5 I collegamenti dei campus con i poli universitari
235	20.6 Studentati 3.0: sviluppo di nuove infrastrutture e partnership pubblico-private
237	21. Aeroporti di Roma
	<i>Giovanni Cavallaro</i>
237	21.1 La creazione di un ambiente favorevole per gli investimenti e l'inizio di una partnership virtuosa pubblico-privato
239	21.2 La strategia futura di AdR: un cambiamento radicale nella gestione in cui gli obiettivi ambientali si integrano con quelli economici e sociali per rendere il Leonardo da Vinci la porta d'accesso dell'Italia e dell'Europa
241	22. Le città: un intreccio di reti fisiche e reti relazionali
	<i>Marco Piuri</i>
247	23. I driver nella programmazione e realizzazione degli investimenti del servizio idrico di Milano: verso la water neutrality
	<i>Andrea Aliscioni</i>
253	24. Conclusioni
	<i>Paola Garrone, Alfredo Marra, Marco Ricotti, Lanfranco Senn, Roberto Zucchetti</i>
253	24.1 La sussidiarietà come metodo
256	24.2 Sussidiarietà e governo delle infrastrutture
259	24.3 Caratteristiche delle infrastrutture
261	24.4 Nota conclusiva
263	Gli autori

Introduzione

Paola Garrone, Alfredo Marra, Marco Ricotti, Lanfranco Senn, Roberto Zucchetti

Perché scrivere un rapporto su *Sussidiarietà e... governo delle infrastrutture*? Ci sono due forti motivazioni. La prima è che siamo convinti che l'approccio sussidiario sia utile a cambiare contenuto e metodo dello sviluppo sostenibile di un Paese, perché introduce una dimensione di "responsabilità diffusa" nei confronti del bene comune.

Intendiamo qui per sussidiarietà non solo la "delega verso il basso" (cioè verso la società civile e suoi corpi intermedi) di compiti che l'amministrazione pubblica difficilmente riesce ad affrontare; o è spesso costretta ad affrontare con scarse risorse, finanziarie e umane. Questo processo "sostitutivo" tra Pubblica Amministrazione e società civile può avvenire, infatti, soprattutto nei casi dei servizi sociali (educazione, sanità, assistenza, gestione di alcuni beni pubblici), come documentato dal precedente Rapporto della Fondazione per la Sussidiarietà dedicato a *Sussidiarietà e... sviluppo sociale*¹.

Neppure intendiamo la sussidiarietà nella sua unica accezione "verticale": quella che vede la delega della gestione di alcune attività da parte delle amministrazioni pubbliche centrali, statali o europee, verso livelli amministrativi territorialmente più ridotti (decentrati e autonomi nella autoidentificazione dei propri bisogni e delle risposte differenziate a questi bisogni: regioni, province, comuni). Anche in questo caso il problema esiste, soprattutto in un Paese come l'Italia, molto differenziato sia dal punto di vista delle caratteristiche territoriali che di quelle insediative (Paese dei "100 comuni" con identità storiche, politiche, culturali – e persino linguistiche – assai diverse).

In questo Rapporto affrontiamo la seconda motivazione che ci ha indotto a trattare il tema *Sussidiarietà e... governo delle infrastrutture*. Concepiamo, infatti, la sussidiarietà come metodo di governo e di governance con cui le comunità locali (sia nelle loro componenti amministrative, sia nelle loro componenti private e sociali – società civile e corpi intermedi) dialogano con le amministrazioni centrali e contribuiscono responsabilmente all'infrastrutturazione del Paese: attività e processi essenziali per determinare le condizioni per lo sviluppo dei diversi territori.

Siamo confortati in questo approccio da due ordini di considerazioni che riguardano, da un lato, lo stesso principio di sussidiarietà e, dall'altro, le conseguenze che una corretta applicazione di tale principio ha sul governo delle infrastrutture.

¹ G.C. Blangiardo, A. Brugnoli, M. Fattore, F. Maggino, G. Vittadini (a cura di), *Sussidiarietà e... sviluppo sociale. Rapporto sulla sussidiarietà 2021/2022*, Fondazione per la Sussidiarietà, Milano 2022, <https://www.sussidiarieta.net/cn3430/sussidiariet-e-sviluppo-sociale.html>

In merito al principio di sussidiarietà, il riferimento d'obbligo è il chiarimento che ne fece l'enciclica *Quadragesimo anno*² con cui nel 1931 Pio XI riprese la *Rerum novarum* (1891): “Deve tuttavia restare saldo il principio importantissimo nella filosofia sociale: che siccome è illecito togliere agli individui ciò che essi possono compiere con le forze e l'industria propria per affidarlo alla comunità, così è ingiusto rimettere a una maggiore e più alta società quello che dalle minori e inferiori comunità si può fare. [...] Perciò è necessario che l'autorità suprema dello stato, rimetta ad associazioni minori e inferiori il disbrigo degli affari e delle cure di minor momento, dalle quali essa del resto sarebbe più che mai distratta; e allora essa potrà eseguire con più libertà, con più forza ed efficacia le parti che a lei solo spettano, perché essa sola può compierle”.

D'altro canto, la Costituzione italiana pone le premesse per l'attuazione di una politica sinceramente sussidiaria, riconoscendo la dignità e i diritti della persona, della famiglia e delle diverse forme associative, nonché riconoscendo le autonomie locali. Come afferma con chiarezza l'art. 114: “La Repubblica è costituita dai Comuni, dalle Province, dalle Città metropolitane, dalle Regioni e dallo Stato. I Comuni, le Province, le Città metropolitane e le Regioni sono enti autonomi con propri statuti, poteri e funzioni secondo i principi fissati dalla Costituzione”.

Con questo articolo, di fatto, si chiarisce che il decentramento non fa parte del principio di sussidiarietà; non solo, ma l'incompleta realizzazione della riforma fiscale del 1974 ha leso in maniera sostanziale l'autonomia degli enti locali, compromettendo il funzionamento sussidiario della Repubblica.

Pur esistendo, quindi, il pieno riconoscimento dell'esistenza di una grande pluralità di soggetti, ciascuno dotato di autonomia e del diritto di realizzare con le forze e l'industria propria ciò che ritiene desiderabile; questi stessi soggetti, però, devono lealmente ammettere che molto di ciò di cui hanno assoluto bisogno non è realizzabile senza l'intervento di “attori” più ampi e, in particolare, senza l'autorità suprema dello Stato.

Per evidenti motivi storici (la *Quadragesimo anno* è del 1931), il principio di sussidiarietà era stato invocato, innanzitutto, per contenere la pretesa dello Stato di determinare le scelte della società civile; oggi, in un contesto molto diverso, occorre invece richiamare l'attenzione sulla parte del principio che sostiene il dovere delle istituzioni di più alto livello – e quindi, innanzitutto, dell'autorità dello Stato –, di provvedere a quegli affari che a lei solo spettano, perché essa sola può compierli.

Svolgendo, quindi, il secondo ordine di considerazioni, si comprende come il tema del governo delle infrastrutture coinvolga in maniera del tutto pertinente il principio di sussidiarietà, nella parte in cui richiede di riconoscere e tutelare l'autonomia di scelta delle persone, dei corpi sociali e delle autonomie locali, ma anche, e soprattutto, nella parte in cui definisce il dovere delle comunità più vaste, dello Stato e dell'Unione Europea di realizzarle, dato che le loro caratteristiche impongono una visione che supera i confini dell'agire del singolo e anche delle comunità locali.

L'attuazione integrale di questo principio non è semplice e, periodicamente, assistiamo a una oscillazione che va dalla enfaticizzazione delle opposizioni locali (No Tav, No Tap...)

2 Pio XI, *Quadragesimo Anno*, Lettera Enciclica Ai Venerabili Fratelli Patriarchi, Primate, Arcivescovi, Vescovi e agli altri ordinari locali che hanno pace e comunione con la sede apostolica, sulla ricostruzione dell'ordine sociale nel 40° anniversario della *Rerum novarum*, Roma, 15 maggio 1931, https://www.vatican.va/content/pius-xi/it/encyclicals/documents/hf_p-xi_enc_19310515_quadragesimo-anno.html, §80, 81.

al tentativo di rafforzare i poteri centrali (la Legge Obiettivo, le norme per il PNRR, la nomina di commissari con poteri straordinari...).

Specificamente, possiamo affermare che:

- a. l'infrastrutturazione – quella di rete, come i trasporti, l'energia, l'acqua e il digitale – non è un fine dello sviluppo dei territori (non interessa che il Paese abbia una forte “dotazione” infrastrutturale), bensì una condizione perché essa renda possibile l'erogazione di servizi (di mobilità, di approvvigionamento energetico, idrico e digitale) alle persone e alle imprese (che soddisfino cioè bisogni elementari, ubiquitari e imprescindibili) ma differenziati nelle loro forme. E questo esige una condivisione tra tutti gli stakeholder (pubblici e privati, centrali e locali) di tutti i processi decisionali e attuativi;
- b. le infrastrutture hanno un ciclo di vita e di attività – si potrebbe dire che sono una filiera complessa – che comprende la loro programmazione, progettazione, realizzazione e gestione. Si tratta di fasi diverse per loro natura, ma fortemente interdipendenti, sia per la visione integrata che comportano, sia per i soggetti specificamente coinvolti in ognuna di esse: amministrazioni, imprese, tecnici, professionisti e beneficiari dei servizi (cittadini, lavoratori e sistema produttivo);
- c. esistono – inequivocabilmente – i possibili conflitti di interesse tra i diversi soggetti coinvolti nel ciclo di vita e nelle attività infrastrutturali: conflitti che emergono a diversi livelli territoriali (locali, nazionali e internazionali); tra operatori e beneficiari; che prevedono cooperazione e competizione; che sono materiali e immateriali. Governare (e regolare) cicli di vita delle infrastrutture così complessi, impone che i diversi stakeholder interagiscano e dialoghino tra di loro per trovare soluzioni di governance condivise che, quantomeno, attutiscano i conflitti oggettivi di interesse;
- d. le risorse disponibili per affrontare il complesso delle problematiche infrastrutturali sono limitate se vengono calcolate in modo separato (in funzione di coloro che ne sono detentori e decisori). In proposito – adottando uno sguardo di sistema e non “a canne d'organo parallele” – siamo portatori di una accezione ampia del concetto di risorse. Chi partecipa – a vario titolo – al ciclo di attività infrastrutturali, ha infatti a disposizione (o dovrebbe avere a disposizione) non solo risorse economiche e finanziarie, ma anche umane e normative. Senza una riflessione – e senza conseguenti azioni sul consolidamento delle risorse (assai frammentate) disponibili – si è sempre alla rincorsa di risorse nuove, non sempre disponibili nel momento del bisogno;
- e. il ruolo – spesso trascurato – delle comunità locali, è essenziale in questo processo integrato di composizione degli interessi (come ha evidenziato Raghuram Rajan nel suo *Il terzo pilastro*³), oltre a quello dello Stato e del mercato. Lo sviluppo equilibrato di un Paese non può prescindere dal coinvolgimento delle comunità locali come portatrici di bisogni e di identità differenziate.

La tesi che questo volume vuole dunque proporre è ben sintetizzata dalle seguenti parole della *Quadragesimo anno*: “Si persuadano dunque fermamente gli uomini di governo, che quanto più perfettamente sarà mantenuto l'ordine gerarchico tra le diverse associazioni, conforme al principio della funzione suppletiva dell'attività sociale, tanto più forte

3 R. Rajan, *Il terzo pilastro: la comunità dimenticata tra Stato e mercato*, Egea, Milano 2019.

riuscirà l'autorità e la potenza sociale, e perciò anche più felice e più prospera l'azione dello Stato stesso⁷⁴.

L'approccio sussidiario che suggeriamo come proposta innovativa di sviluppo sostenibile – nel tempo e nello spazio – ha dunque l'ambizione di formulare analisi e proposte che tengano conto di questa complessità di bisogni e di attese, nonché della totalità dei fattori in gioco nell'affrontare il problema infrastrutturale di un Paese e, quindi, di governarlo realisticamente, senza censurare a priori gli interessi e i ruoli parziali esistenti con approcci e ottiche solo settoriali.

Per non essere eccessivamente astratti e idealisti, l'approccio sussidiario che si propone in questo Rapporto cerca anche di identificare alcuni strumenti per affrontare il problema del governo delle infrastrutture. Lo fa non pretendendo di risolvere “tutto in una volta”, ma identificando se e come si possa affrontare il tema complessivo in un percorso (anche di cambiamento culturale) a tappe, contribuendo “per tentativi ed errori” (trials and errors) ad affrontare gli ostacoli, uno dopo l'altro o per parti dell'insieme.

Secondo questa impostazione, il Rapporto è strutturato in quattro parti

1. Nella prima parte si cerca di offrire un quadro quantitativo delle problematiche infrastrutturali relative ai settori della mobilità, dell'energia, delle risorse idriche e delle telecomunicazioni. Essendo tuttavia consapevoli della grande quantità di studi, ricerche e documentazione esistenti in Italia in materia, ci si è ben guardati dall'aggiungere un'analisi che avrebbe potuto essere, per molti versi, ripetitiva. Si è preferito invece, in questi capitoli, fornire elaborazioni il più possibile innovative dei dati quantitativi esistenti, orientate a documentare i due aspetti “al cuore” del Rapporto: quello della varietà dei bisogni e, quindi, della domanda di infrastrutture e dei relativi servizi che esse rendono possibili – assai differenziati nel Paese e, quindi, da affrontare “stando vicini” alle comunità locali che li esprimono (sussidiarietà); e quello conseguente e, cioè, la necessità di gestire in modo efficiente, efficace ed equo il processo di infrastrutturazione (governo e governance delle infrastrutture). Poiché i bisogni di mobilità, di disponibilità energetiche, idriche e digitali da parte delle persone e delle imprese sono ovviamente diversi, si è deciso di dedicare un capitolo a ognuna delle tipologie di infrastrutture di rete.
2. Nella seconda parte, dedicata al quadro giuridico e istituzionale, si sono affrontate alcune tematiche “trasversali” a tutte le infrastrutture, esaminando le questioni normative – alcune generali e altre più specifiche – che riguardano gli scopi a cui si vorrebbe che le norme fossero destinate per consentire un approccio “sussidiario” alla governabilità delle infrastrutture. Per questo si è scelto di porre attenzione – nei quattro capitoli relativi – allo sviluppo, sicurezza e competitività del Paese; al ciclo della programmazione, progettazione, realizzazione e gestione delle infrastrutture; al problema dell'accesso equo ed efficace alle infrastrutture; al problema della gestione delle infrastrutture e dei servizi che esse consentono.
3. Nella terza parte del Rapporto si è tentato di affrontare alcuni nodi decisionali del governo delle infrastrutture. È possibile che non tutti i nodi siano stati presi in adeguata considerazione; quelli prescelti – discussi negli otto capitoli di questa sezione – sono solo quelli che sono sembrati avere una valenza prioritaria, e comunque cruciale, per

4 Pio XI, *Quadragesimo Anno*, cit., §81.

migliorare il governo delle infrastrutture nell'ottica sussidiaria, come prima identificata. I nodi scelti riguardano la partecipazione alle decisioni e le sue procedure; il tema della "manutenzione", così spesso trascurato e quindi fonte di tragici avvenimenti (Ponte Morandi, incidente ferroviario di Viareggio...); un esempio di infrastrutturazione digitale a servizio capillare – e quindi equo – dei cittadini e delle imprese; la misurazione dei benefici dell'infrastrutturazione che non persegua, per una valutazione del suo successo, solo le prestazioni di costo e tempo; la parallela importanza di una valutazione economico sociale delle politiche infrastrutturali (ex ante, in itinere ed ex post); le modalità e i problemi del finanziamento delle infrastrutture; la necessità di una formazione e di competenze da parte di chi governa le infrastrutture; e, infine, il tema della sostenibilità – nel tempo e nello spazio, economica, sociale e ambientale – delle politiche infrastrutturali.

4. La stesura dei capitoli delle prime tre parti del Rapporto come sopra descritte è stata affidata ad autori qualificati e competenti, con tagli disciplinari diversi di natura giuridica, economica e ingegneristica. Nella quarta parte, invece, ci si è rivolti ad alcuni partner della Fondazione per la Sussidiarietà che – attraverso il racconto di loro esperienze operative o emblematiche – hanno esemplificato come sia attuabile un governo delle infrastrutture improntato ai principi e alla "prassi" della sussidiarietà. Infine, il Rapporto si chiude con alcune considerazioni finali dei curatori.

3. L'energia e le sue infrastrutture

Guido Bortoni, Marco Ricotti

3.1 Rilevanza dell'energia per economia e società moderne

L'energia in Italia, per decenni relegata a settore marginale dell'economia nazionale quasi fosse poco più di una *mascotte* delle attività produttive manifatturiere, è diventata un elemento cruciale di portata nazionale ed europea. Ciò a seguito della lunga crisi del caro-prezzi energia intervenuta nell'estate del 2021, intercorsa per tutto il 2022 e con strascichi ancora perduranti – mentre scriviamo queste righe – nel 2023.

È emersa tutta la sua crucialità in quanto l'energia europea, rappresentando per oltre $\frac{3}{4}$ il principale problema di emissioni di gas climalteranti e potendo essere al contempo il settore che maggiormente contribuisce alla soluzione del trilemma¹ della transizione ecologica UE, ha attraversato 3 diverse crisi di momento globale in 3 anni, ponendo a rischio – quantomeno a colpi di ritardi, incertezze e indecisioni – la transizione medesima.

3.2 Le recenti lezioni rivenienti dalle crisi e importanza delle infrastrutture

La prima crisi inferta al comparto energetico dalla pandemia da Covid-19 e dai relativi regimi di lock-down per le attività di famiglie e imprese, ha praticamente ridotto ai minimi termini i consumi di energia e le corrispondenti forniture di energia nei Paesi europei. L'improvvisa contrazione della domanda energetica – senza precedenti quanto a intensità nel tessuto UE (l'Italia, si ricorderà, fu il primo Stato membro nel 2020 a congelare le proprie attività energetiche) e “a macchia di leopardo” – ha senza dubbio avuto riflessi pesanti anche sul lato dell'offerta, soprattutto in termini di riduzione degli approvvigionamenti extra-UE di energie primarie e degli investimenti necessari per il mantenimento e lo sviluppo delle strutture di approvvigionamento. Di più. A livello globale una contrazione reiterata nel tempo dell'offerta ha compromesso anche gli investimenti *upstream*, soprattutto per quei soggetti quotati in borsa che, dovendo proteggere il valore degli asset, hanno salvaguardato la politica dei dividendi a scapito di quella degli investimenti.

Ci si poteva aspettare un rimbalzo (a metà del 2021) della domanda di energia all'uscita dalla pandemia, ma le modalità con cui questo è avvenuto sono differenti da quelle appe-

¹ Il trilemma energetico-climatico europeo consiste nell'avere una energia decarbonizzata, sicura e a prezzi accessibili ovvero *lato sensu* sostenibile, sia per gli effetti climatici di essa, di sicurezza di approvvigionamento e di competitività per l'economia e la società europee.

na richiamate con cui la domanda di energia è entrata nel proprio lock-down. Il rimbalzo si è manifestato in maniera sincrona su tutte le aree del mondo, a eccezione della Cina per la quale occorre attendere l'inizio del 2023 per la ripresa quasi completa dei consumi energetici pre-Covid.

Sul lato dell'offerta di gas naturale, va ricordato che annunci inopportuni di politiche climatico-ambientali a livello UE – espressi nel pieno della pandemia – affermavano che il sistema energia europeo, quando si fosse ripreso lato domanda all'uscita della contrazione, si sarebbe riacceso utilizzando prevalentemente tecnologie green. Nei confronti di tali indirizzi, gli esperti energia hanno sempre mostrato grande scetticismo, in quanto le tempistiche di ristrutturazione e di dispiegamento dei potenziali green del settore energia europeo non sono compatibili con una metamorfosi da realizzare in un paio d'anni. Lo scetticismo ha trovato conferma nel fatto che il sistema globale, come atteso, si è ripreso – a metà del 2021 – con gli stessi paradigmi con cui era entrato in lockdown all'inizio del 2020.

Pertanto, la seconda crisi, vale a dire la già menzionata crisi del caro-prezzi energia con inizio giugno-settembre 2021, è iniziata e proseguita a seguito del manifestarsi di un gap cronico domanda-offerta di natura strutturale e industriale.

Non si è voluto scontare nelle previsioni di prezzo dell'inizio anno (aprile 2021) un simile differenziale, benché fosse ampiamente individuabile anche solo guardando alle poche posizioni *forward* chiuse su contratti di fornitura con clienti finali. Nessun grossista europeo ha voluto impegnarsi per primo ad acquistare massicciamente gas per il futuro nell'incertezza di quando e come sarebbe ripresa la domanda globale. È di metà estate 2021 l'effetto valanga sugli acquisti gas per cui i mercati hanno cominciato ad andare in tensione a partire da settembre 2021. A dicembre 2021, a crisi conclamata, il gas al TTF (Title Transfer Facility) era già a 180 euro/MWh dai 20 circa dei tempi normali, ad agosto 2022 addirittura 330 euro/MWh.

Questo ha riguardato sia il gas in arrivo in Europa via gasdotto, che le forniture di GNL (Liquefied Natural Gas). In Europa, in particolare nei Paesi europei più dipendenti dal gas come Germania, Italia e Olanda (a eccezione della Spagna che ha un mercato abbastanza separato dal mercato unico), si verificava nel 2021 una situazione di mercato “cortissimo” e di non diversificazione infrastrutturale dominata da molti gasdotti e pochi rigassificatori. Ciò non ha consentito all'Europa di “agganciarsi” facilmente alle nuove forniture GNL, anche a seguito delle riduzioni delle importazioni via gasdotto dalla Russia dopo l'invasione militare in Ucraina e l'applicazione delle sanzioni europee e americane a Russia e Bielorussia.

Il gap strutturale 2021 appena richiamato si è accresciuto nel 2022, in quanto gli acquisti di gas si sono molto incrementati perché gli operatori – esposti con contratti di fornitura annuali sottoscritti con i clienti e non coperti da corrispondenti approvvigionamenti – hanno iniziato a ricercare gas sui mercati temendo ulteriori strette repentine, quindi contribuendo a tendere ancor di più il mercato TTF e, coerentemente, gli altri hub europei.

Con l'invasione russa dell'Ucraina, la seconda crisi è stata esacerbata dalla terza legata all'applicazione di sanzioni alle importazioni di fonti energetiche fossili dalla Russia (petrolio, carbone e gas naturale) che hanno ridotto in maniera molto consistente gli apporti energetici russi all'UE. La risposta europea a tale stato di tensione domanda-offerta è da rinvenirsi nell'emanazione del pacchetto RePowerEU che ha introdotto policy rafforzate nel tentativo di raggiungere una minor dipendenza dell'energia UE dall'extra-UE lungo

gli assi (le c.d. 3D) dell'ulteriore Decarbonizzazione dell'energia europea, della Diversificazione delle fonti energetiche a scapito di quelle russe e della Diminuzione dei consumi da parte di famiglie e imprese.

Risulta chiaro che alle tensioni sulla filiera del gas naturale si sono aggiunte altre cause del caro-prezzi energia. È il caso del comparto elettrico in Europa. Esse si sono manifestate come:

- scarsità produttiva della flotta elettro-nucleare francese per uscita in manutenzione non programmata di parte della stessa e programmi di chiusura del nucleare tedesco, poi attuati ad aprile 2023;
- scarsità nella producibilità idroelettrica a seguito della pesante mancanza di piogge nella stagione estiva 2022 e in quella termoelettrica complice la penuria di acqua per il raffreddamento del ciclo di condensazione in diverse centrali;
- buchi di vento a penalizzazione della produzione elettro-eolica nel mare del Nord.

Vanno registrate, inoltre, alcune iniziative intraprese dal policy-maker europeo per incrementare il livello di sicurezza prospettico o per rispondere alle provocazioni russe veicolate tramite l'arma dell'energia. Si segnala qui il programma di riempimento forzato degli stoccaggi estivi di gas a percentuali molto alte (93-95%), per mettere l'Europa in sicurezza per l'inverno 2022-2023, che ha provocato ulteriori anomalie di prezzo. Purtroppo tra le policy introdotte va annoverato anche il proliferare di meccanismi annunciati, modificati o ritirati a livello europeo (es. tetto al prezzo gas) che ha contribuito a rendere instabile e volatile il quadro dei prezzi mutando le aspettative sui mercati.

Lo stato di tensione e di disequilibrio domanda-offerta gas potrebbe permanere per 2-3 anni sino a che l'offerta GNL recuperi il gap ora creatosi. La durata della parentesi (bi/tri-ennio) è ancora una volta legata all'effettivo riequilibrio lato offerta degli investimenti e, lato domanda, alla piena ripresa dei consumi, senza contare che la Cina, con il ritorno tumultuoso al suo fabbisogno energetico pre-crisi, potrebbe ancora divaricare pericolosamente la forbice domanda-offerta per l'Europa.

Quanto sopra indica chiaramente che, al fine di ridurre effettivamente il gap domanda-offerta sui mercati, occorre avere o potenziare una flotta di infrastrutture (es. rigassificatori nel gas naturale o reti e stoccaggi di elettricità) che consenta di "scaricare" la maggiore offerta sui principali hub europei, tra cui quelli italiani, ovvero di consentire una penetrazione di fonti rinnovabili elettriche nei consumi finali (es. elettrificazione alimentata a rinnovabili). Solo alle condizioni menzionate si potrebbe avere una decisa diversificazione degli approvvigionamenti gas (oltre a una de-russificazione completa delle forniture) foriera di un calo dei prezzi gas sino a uno stato new normal che potrebbe attestarsi a livello di collegamento dell'Europa ai prezzi del mercato globale GNL e una decarbonizzazione decisa a mezzo di fonti rinnovabili che ci affrancano – in quanto autoctone – dalle dipendenze energetiche extra-UE.

Quanto sopra considerato – senza alcun dubbio – fonda, motiva oggettivamente e riafferma anche con riferimento al futuro il ruolo centrale delle infrastrutture nell'energia.

3.3 I vettori energetici e la loro integrazione

Come noto, il sistema energetico è un insieme complesso di strutture tecnologiche che consente di utilizzare parte delle enormi energie primarie disponibili sul pianeta ai fini an-

tropici. Il concetto di utilità è fondamentale per la descrizione delle filiere energetiche. Si parte infatti dalla nozione di energia primaria disponibile sotto qualche forma in natura la quale è articolata in fonti di energia “utilizzabili” (es. gravitazionale, fossile, rinnovabile e nucleare) ma non direttamente “utili” ai nostri fini. La sua utilità deriva da una trasformazione da fonte a vettore, vale a dire una forma di energia secondaria o derivata, che chiaramente consegue a una conversione di energia primaria, compatibile con l’impiego presso gli “utilizzatori” finali, trasportabile sul territorio e idonea a integrare diverse fonti con i diversi fabbisogni finali. Degni di nota sono, a proposito dei vettori, l’elettricità e l’idrogeno che non esistono in natura, ma vengono prodotti solo tramite conversione da energie primarie, nonché il gas naturale che rappresenta di fatto un’eccezione alla regola in quanto è sia fonte che vettore. Potremmo dire che ogni vettore è, a suo modo, una forma di energia utile “universale” che collega tante fonti ad altrettanti usi finali indipendentemente dalle caratteristiche peculiari dei medesimi e che si entra/esce dai singoli vettori energetici attraverso interfacce multiple di conversione tra energie.

Dall’origine dei sistemi energia, i vettori sono stati organizzati a *silos* o in guisa lineare (*upstream* con le fonti – *midstream* con il vettore – *downstream* con i relativi usi) nel senso che tale forma di energia utile universale collegava bilateralmente e verticalmente una singola tipologia di fonte con un comparto di uso finale attraverso un suo vettore specifico (ad es. prodotti di raffinazione della fonte fossile petrolio con gli impieghi nel settore della mobilità). Dal 2020 in poi è emerso a livello di UE il concetto *Energy System Integration* che promuove invece la “multilateralità” dei vettori, prevedendo la possibilità di trasformare vettore in vettore attraverso infrastrutture di conversione delle varie forme di energia utile, al fine di collegare potenzialmente tutte le fonti con tutti gli usi finali tramite tutti i vettori e di mettere così a fattor comune le varie sinergie che erano rimaste sino ad allora isolate. Cioè un assetto a rete piuttosto che una configurazione a silos.

Due i vantaggi immediati di tale assetto: una straordinaria penetrazione dei vettori energetici più veloci nel decarbonizzarsi e nel decarbonizzare i consumi finali (ad es. elettricità con rinnovabili ad esempio nella mobilità che ancora aumenta le proprie emissioni di CO₂ anno per anno) ovvero un enorme allargamento della piattaforma dei mercati a transazioni multi-commodity con recuperi di efficienza impensabili rispetto a una configurazione a silos.

La precedente conclusione non deve portare a ritenere che il kWh decarbonizzato del futuro – nella forma del vettore elettrico o molecolare che sia – arriverà a costare di meno per l’utente finale rispetto al mondo controfattuale non decarbonizzato in cui abbiamo vissuto all’inizio di questo secolo. Più semplicemente, la compresenza di una larga base di vettori decarbonizzati e decarbonizzanti, unitamente a un’ampia piattaforma di mercato multi-vettoriale, garantirà che la transizione possa avvenire al più basso costo possibile in relazione alle altre alternative a silos. Pertanto, il sistema energia integrato sarà anche in grado di raggiungere l’altro corno del trilemma, vale a dire l’economicità relativa delle forniture o l’accesso all’energia a prezzi ragionevoli che dir si voglia.

Ma i vettori integrati sono anche uno strumento essenziale per puntare a un sistema energia che sia, al contempo, anche accettabilmente valido dal punto di vista della sicurezza degli approvvigionamenti e della sicurezza di funzionamento tout-court. In altri termini, capace di assicurare la consegna del kWh sul territorio, laddove serve e quando serve. Pertanto, ancora una volta, lo stadio di valutazione delle performance del settore energia

sia in termini di decarbonizzazione, che di sicurezza, che di affordability è quello delle energie utili: quindi quello vettoriale.

Anche con il REPowerEU e con le sue “3D”, la funzione dei vettori integrati è indispensabile. È, infatti, il mondo dei vettori che consente sia la decarbonizzazione, sia la diversificazione delle fonti perché opera un mix di esse, sia il recupero di efficienza attraverso transazioni negoziali ampliando la piattaforma di mercato a varie energie, sia infine la possibilità che la domanda restituisca energia negativa a riduzione dei consumi e dell'energia vettoriata, tramite gli interventi di efficienza (ad es. solo all'interfaccia tra energia utile e utilizzata, cioè *midstream-downstream*, è possibile un saldo energetico).

3.4 Centralità delle infrastrutture energetiche

Enucleiamo qui la fattispecie dei vettori integrati per arrivare a far emergere la centralità delle infrastrutture energetiche che li compongono e le forme del loro governo. Possiamo senza timore di smentita affermare che i vettori esistono e performano le loro funzioni solo grazie a una complessa serie di infrastrutture energetiche subordinate che ne costituiscono il cuore. Occorre fare una premessa quando si parla di infrastrutture energetiche, in ossequio all'etimo del termine, ossia di strutture subordinate ad assolvere a una precisa finalità (ad es. permettono scambi territoriali, di trasferimento materiali, merci, dati e informazioni). Nell'energia queste sono di due tipi:

- infrastrutture fisiche che supportano in vari modi le transazioni tra domanda e offerta di energia (ad es. reti, accumuli, convertitori energetici fonte-vettore o vettore-vettore);
- infrastrutture immateriali che regolano i rapporti tra i soggetti operanti nei mercati dell'energia (ad es. regole, discipline, disegni di meccanismi e incentivi).

3.5 Infrastrutture fisiche e loro governo

Le reti energetiche sono l'esempio più diffuso e noto di infrastrutture materiali per il supporto dei vettori energetici. Esse sono sistemi logistici che realizzano la raccolta di energia dalle fonti primarie, una volta convertite in forme di energia universali atte a essere trasportate e distribuite sul territorio, nonché consegnate agli usi finali. Tutti i tipi di reti richiedono ingenti quote di capitale investito (capex) che le caratterizzano come asset dai prevalenti costi fissi, a fronte di trascurabili costi variabili (opex intesi come euro/kWh trasportato) principalmente da attribuirsi alle perdite di funzionamento e a qualche onere non capitalizzabile. Per la loro struttura di costi e le loro economie di scala a coda lunga, le reti energetiche sono monopoli naturali e devono quindi essere poste nelle mani di un unico gestore di rete che, a sua volta, deve essere sottoposto a regolazione dell'accesso alla rete per evitare prevaricazioni del gestore sugli utenti della rete e discriminazioni tra utenti. Il metodo attualmente impiegato dal regolatore italiano per la remunerazione della gestione e lo sviluppo delle reti nazionali fa largo uso del c.d. *Weighted Average Cost of Capital* (o WACC) per i capex delle reti e della regolazione tipica del *price cap* per l'efficientamento degli opex. Il ribaltamento all'utenza della remunerazione delle reti avviene a tariffa non discriminatoria applicata a questi ultimi, confermando la regolazione tariffaria come strumento di tutela dell'utente delle reti nei confronti di un gestore di monopolio naturale. Operando un compromesso tra i principi di efficienza ed equità, la struttura tariffaria applicata all'utenza delle reti è tipicamente articolata in forma trinomica: un corrispettivo fisso annuo pro capite in euro/punto di consegna in funzione di pa-

rametri di ruolo/tensione/pressione della rete, una aliquota in ragione della capacità resa disponibile all'utenza in euro/kW e una parte variabile per kWh di energia consegnato o scambiato tra rete e utenza.

La struttura di governo delle reti è simile in tutti i Paesi UE e risponde a una regolazione dell'accesso e degli investimenti codificata nei vari pacchetti europei, sia in termini di Third Party Access (TPA), sia per quanto attiene alle discipline dell'*Unbundling* del gestore di rete che presiede alla separazione e gestione dei conflitti di interessi del gestore di rete rispetto alle attività in concorrenza (ad es. produzione e vendita di energia) nel mercato energetico. Oltre al TPA e all'*Unbundling*, la regolazione prevede anche precisi standard per l'erogazione del servizio di rete per quanto rileva nella qualità del servizio stesso alle utenze (ad es. parametri di tensione, di potere calorifico dei gas, di frequenza, ecc.).

Normalmente i sistemi a rete nazionali, siano essi di trasmissione/trasporto su grandi distanze che di distribuzione capillare sul territorio, sono interconnessi tra loro a formare grandi sistemi continentali dell'elettricità e del gas naturale (e in futuro dell'idrogeno) a sviluppo terrestre e sottomarino: le dorsali dei vettori energetici appena citati. Tuttavia, pur essendo il livello di interconnessione un tratto in comune di tali sistemi continentali, vi è più di una differenza tra rete di trasmissione elettrica e di trasporto gas. Anzitutto, queste ultime assolvono funzioni logistiche diverse, sulla base dei fondamentali storici di approvvigionamento delle rispettive commodity. In particolare, la rete del gas naturale (metano e biometano nonché miscela o blending di idrogeno nel metano) si caratterizza per il trasporto da siti di produzione lontani e tipicamente fuori dalla giurisdizione UE ai centri di consumo e di stoccaggio europei; mentre il caso della rete elettrica insiste su centro di produzione e di consumo (non ancora di stoccaggio) racchiusi nel perimetro europeo, quindi il percorso dell'elettrone sul vettore elettrico è relativamente breve, essendo la distanza tra le due fattispecie molto più limitata che nel caso del gas.

Questo tessuto produzione/consumo dà anche origine a una seconda differenza: le reti elettriche tendono ad assumere una configurazione magliata e costellata da centinaia di migliaia di punti di produzione (ad es. grandi centrali elettriche e punti di iniezione di elettricità prodotta da mini-pannelli fotovoltaici installati sui tetti abitativi o officinali); quelle gas mantengono un assetto point-to-point originale di produzione – centri di consumo talvolta rinforzati da qualche gasdotto che fornisce una rotta alternativa o di riserva. Terza differenza: i differenti livelli di trasmissione/trasporto di energia sono ottenuti, nell'elettrico, tramite l'organizzazione gerarchica in reti e sottoreti isolate tra loro quanto a parametri elettrici caratteristici (tensione e corrente, talvolta anche tecnologici: corrente alternata e corrente continua) collegati tra loro attraverso dispositivi di trasformazione o di conversione, a parità di forma di energia (elettroni); nel vettore gas, invece, è presente un livello di smistamento di commodity dai livelli di più alta pressione con maggiori volumi a quelli di minor pressione e bassi volumi. Le molecole di metano, in ogni caso, non subiscono una trasformazione o conversione. Ma vi è una dimensione con diversità più eclatante tra i due vettori: quella del bilanciamento. Mentre le reti di elettricità, per la loro gestione in sicurezza e la tenuta della qualità del servizio reso, devono essere "bilanciate" in tempo reale in termini di energia elettrica immessa e prelevata (al lordo delle perdite di rete) agendo su produzioni, import/export e consumi, quelle gas hanno una funzione intrinseca di stoccaggio nei gasdotti (ad es. line packing), senza contare le capacità di

stoccaggio degli stoccaggi gas esterni alla rete e dei rigassificatori. Ne consegue un'importante differenza in termini di gestione e bilanciamento dei due vettori, che si riverbera anche nel segmento mercati di cui diremo *infra*. Di tali significative differenze occorre prendere atto e, piuttosto, utilizzarle come fattore di sinergia tra i due vettori piuttosto che considerarle solo criticità: si vedrà nell'integrazione vettore-vettore (vector coupling) come le debolezze del vettore elettrico possono compensare quelle della rete molecolare e viceversa: il vettore multi-laterale ne esce assai rafforzato.

In corrispondenza della matrice europea interconnessa, anche la regolazione nazionale delle reti energetiche ha assunto un livello di governo continentale. Sono stati istituiti degli organismi sovranazionali (es. European National Transmission System Operators for Electricity o ENTSO-E nonché European National Transmission System Operators for Gas o ENTSO-G e European Agency for the Cooperation of Energy Regulators o ACER) che sovrintendono alle attività unionali della gestione e sviluppo delle reti e della regolazione. Ciò con l'obiettivo di rendere omogenei e coerenti con la normativa euro-unitaria i sistemi a rete dell'UE.

Tale sistema di governo europeo delle reti non comprime in alcun modo le specificità degli Stati membri nel gestire e regolare le proprie reti. Tale livello di governo sovranazionale, infatti, è un sistema "leggero" che si occupa di armonizzare le normative secondarie e le migliori pratiche di regolazione delle reti europee, ovvero di indirizzare piani di sviluppo decennali delle infrastrutture a rete proposti dai singoli gestori di rete. Ha pochi poteri coercitivi diretti, limitati a risolvere con ACER nel ruolo di arbitratore le eventuali dispute transfrontaliere o incoerenze tra regolazioni nazionali.

Da segnalare, a livello italiano, una evoluzione della forma di regolazione delle reti elettriche che tende a superare le criticità emerse con la regolazione classica appena richiamata (ad es. WACC su capex e price cap su opex) per consentire maggiore libertà di gestione e di investimento sulle filiere capex da un lato e opex dall'altro di un gestore di rete, mediante l'adozione dei metodi *Total Expenditure* vigenti nel Regno Unito (dove non vi sarebbe più distinzione tra capex e opex) ossia di Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio (ROSS).

Un altro esempio importante di infrastrutture fisiche è costituito dagli impianti di accumulo (o stoccaggio) ciclici e stagionali dell'energia. L'Italia possiede una dotazione di stoccaggi di gas naturale di entità ragguardevole, quanto a volume di accumulo, tra le prime d'Europa. La governance regolatoria degli stoccaggi gas è innovativa rispetto alle analoghe regolazioni europee. In particolare, quella italiana prevede che lo spazio di stoccaggio, per la parte non strategica di interesse nazionale riservata allo Stato, sia allocato agli operatori di mercato tramite aste competitive che rivelano il valore inter-temporale della *commodity* nel mercato, in ragione delle aspettative di prezzo anche stagionali. In altri termini, la funzione time-shift operata dall'accumulo e conseguente rilascio di gas negli stoccaggi assume un valore che è in relazione al differenziale estate-inverno dei volumi di gas stoccabile e rilasciabile nel mercato. In ogni caso, all'infrastruttura di stoccaggio è garantita la copertura dei costi e un'equa remunerazione per le attività che vengono di norma derivate dai ricavi delle aste che, qualora si rivelassero insufficienti, sono integrate da un gettito rinveniente da tariffe ad hoc. Questo tipo di regolazione italiana è stato assai apprezzato a livello europeo tanto da essere mutuato in altre giurisdizioni UE (ad es. in Francia).

Recentemente, con il pacchetto europeo *Clean Energy for all Europeans*, la UE ha codificato in legge la disciplina generale degli stoccaggi di energia elettrica. Utile rivederne le caratteristiche principali, in quanto la categoria generale si suddivide in tre subattività, due delle quali sono qualificabili come attività di conversione di energia vettore-vettore a mezzo di infrastrutture fisiche.

In termini brevi, le tre subattività consistono in:

- a. conversione dell'energia elettrica in una forma di energia stoccabile (ad es. batterie elettrochimiche, centrali idroelettriche reversibili o di pompaggio, trasformazione in idrogeno via elettrolisi, caverne in aria compressa);
- b. stoccaggio di quest'ultima;
- c. ri-conversione dell'energia stoccata in energia elettrica allo stesso nodo di prelievo dalla rete o utilizzo con altri vettori energetici (ad es. idrogeno).

Quando si parla di conversione o di ri-conversione di energia (ad es. in subb. a e c *supra*), queste attività sono eminentemente di natura infrastrutturale, nel senso che la pura trasformazione di energia (come abbiamo visto poc'anzi nel caso delle reti elettriche laddove avviene trasformazione) anche in forme diverse di vettore non incide sulle quantità delle commodity trasformate – al netto delle perdite – a monte e a valle dell'organo di conversione anche bidirezionale di energia e sul condizionamento del loro prezzo. Pertanto, non altera i mercati dei vettori in trasformazione e, conseguentemente, potrebbe essere sostanzialmente compatibile con la disciplina dell'*Unbundling* appena richiamata. Ciò significa che anche i TSO (Transmission System Operator) – molecolari o elettrici – potrebbero intervenire nella conversione, salvo divieti espressi dalla normativa europea. In particolare, nel caso dei TSO molecolari – posto che la disciplina relativa al gas naturale, gas verdi e idrogeno, è ancora in forte evoluzione mentre scriviamo ad es. *Hydrogen and Gas Market Decarbonization Package*) potrebbe essere per loro previsto un ruolo nei cd Regulatory Sandbox, dove si definirebbero le regole di governo di dettaglio di questo tipo di conversione energetica.

Non è escluso che, verificata la totale compatibilità con l'*Unbundling* settoriale, possa essere definito un ruolo per il TSO di “convertitore in forme diverse di energia” che realizza una specie di tolling infrastrutturale o conversione per conto di terzi (ad es. operatori di mercato) dell'energia elettrica in idrogeno da poi convogliare in appositi vettori molecolari, siano essi le reti del gas naturale con idrogeno in miscela (blending) o su sistema a idrogeno in purezza.

Quanto al governo degli impianti di stoccaggio elettrici, l'ordinamento italiano è già assai avanzato. Infatti, gli articoli 18 e 19 del D.Lgs. 210/21 di recepimento delle Direttive e Regolamenti europei del Clean Energy Package, già dispongono che vengano create piattaforme di mercato gestite dal TSO elettrico, che promuovano gli investimenti in stoccaggi elettrici, necessari per assicurare la sicurezza della rete e la certezza del contesto per gli investimenti in fonti rinnovabili elettriche. A cosa servono? Vedremo la loro funzione essenziale nella parte dedicata alle infrastrutture immateriali, quindi alle forme di mercato e alla loro funzione per gli investimenti in decarbonizzazione.

3.6 Un caso di infrastruttura fisica: la rete energetica per il gas

Prima di passare a considerare il versante “immateriale”, approfondiamo l'analisi di una infrastruttura energetica complessa, quale quella per il gas, per evidenziare gli aspetti di complessità strutturale, le caratteristiche di servizio (nel caso specifico, trasporto, stoccaggio, rigassificazione) e di scenario di sviluppo che è necessario considerare per identificare i criteri di gestione più adeguati.

Una premessa sull'argomento. Il gas naturale è stato elemento fondamentale e volano della crescita economica del Paese, e ha garantito energia a costi contenuti e a basso impatto ambientale, spiazzando progressivamente combustibili più inquinanti.

Nei settori industriali ad alta intensità energetica ha permesso di sostituire prodotti petroliferi e combustibili solidi di origine fossile, permettendo al contempo la riduzione delle emissioni di CO₂, e un aumento delle efficienze di produzione grazie all'utilizzo delle tecnologie di cogenerazione di elettricità e calore in particolare con turbine a gas.

Nel settore civile il gas naturale, attraverso una capillare rete di distribuzione, ha progressivamente sostituito l'utilizzo del gasolio e dei combustibili solidi (biomasse) garantendo continuità nel servizio di fornitura del calore e migliorando in maniera significativa la qualità dell'aria nelle aree urbane, grazie al fatto che la combustione del gas naturale in caldaia non emette particolati. Nei settori minori come i trasporti e l'agricoltura, il gas ha consentito di avere un carburante alternativo ai prodotti petroliferi contribuendo alla riduzione delle emissioni, sia di anidride carbonica sia di particolati.

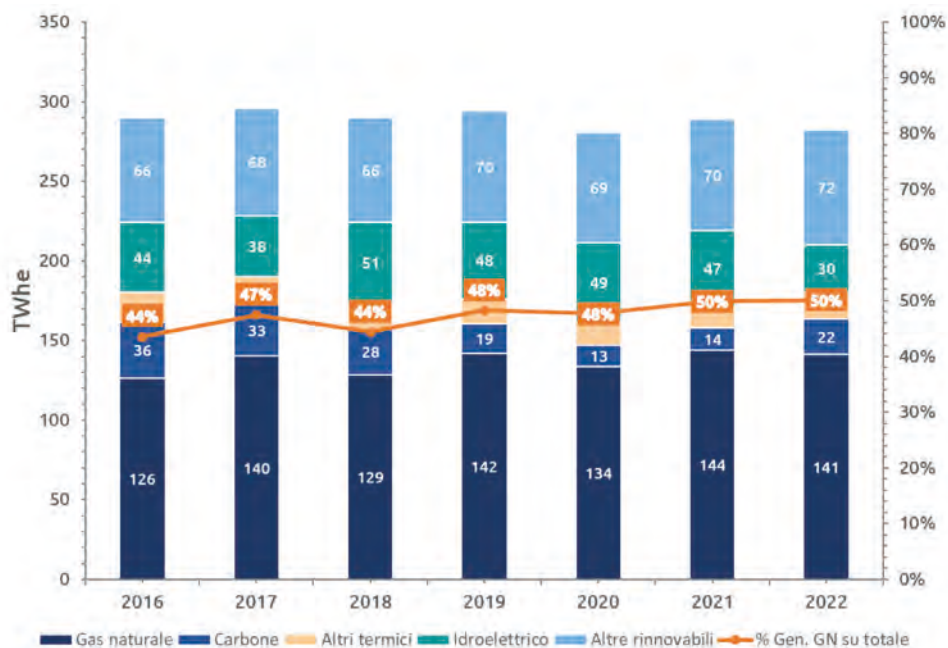
Anche nella produzione elettrica il gas naturale ha consentito la progressiva sostituzione delle centrali a combustibili fossili come olio combustibile e carbone, permettendo di aumentare i rendimenti di generazione passati da valori inferiori al 40% nelle tecnologie di generazione tradizionale a oltre il 50% con la tecnologia a ciclo combinato, che oltre ridurre l'impatto emissivo, favoriscono maggior flessibilità di produzione.

In particolare, nell'ambito della produzione termoelettrica (che oggi rappresenta circa il 60% della produzione di energia elettrica in Italia), il gas naturale ha giocato un ruolo sempre più determinante: esso, a oggi, supera stabilmente il 75% del mix termoelettrico (percentuale quasi doppia rispetto a quella mondiale e più che doppia rispetto alla media europea) ed è stabile intorno al 50% della produzione elettrica nazionale (Fig. 3.1).

Il fondamentale apporto del gas alla produzione energetica nazionale è confermato dai più recenti trend energetici anche negli anni a venire: il suo ruolo, insieme a quello delle centrali cogenerative di ultima generazione, sarà in futuro cruciale anche per la stabilizzazione di un sistema elettrico in cui la penetrazione di fonti di energia rinnovabile non programmabili, quali eolico e fotovoltaico, sarà sempre più capillare. Un sistema del genere non può che necessitare del sostegno di una fonte stabile e affidabile: il gas naturale oggi e, in futuro, i green gas, costituiscono la fonte energetica in grado di garantire quella condizione di sicurezza vitale per il corretto funzionamento della rete elettrica. Sulla scorta di tale evidenza è da inquadrarsi il nuovo indirizzo sul capacity market, meccanismo che vedrà come principali attori, oltre ai vari sistemi di accumulo elettrico, le centrali a gas, e che fornirà alla rete elettrica stabilità, resilienza e sicurezza.

In considerazione del ruolo strategico del gas naturale, il tema della diversificazione degli approvvigionamenti, anche e soprattutto alla luce dei recenti avvenimenti in Ucraina, costituisce una priorità per il Paese e l'Europa.

Se da una parte, le recenti crisi geopolitiche hanno evidenziato la vulnerabilità delle con-

Figura 3.1 Composizione della produzione nazionale lorda di energia elettrica

figurazioni di approvvigionamento europee e italiane, dall'altra il deciso e coordinato sforzo delle istituzioni nazionali ed europee e degli operatori ha consentito di avviare un processo di rafforzamento e, in parte, di realizzare in tempi molto brevi le infrastrutture di importazione e i potenziamenti alla rete di trasporto necessari alla diversificazione delle fonti di supply e alla sicurezza energetica.

3.7 Le caratteristiche strutturali della rete gas e i servizi (trasporto, stoccaggio, rigassificazione)

Il sistema infrastrutturale del gas italiano è costituito da una rete di trasporto di oltre 35.000 chilometri di gasdotti, 13 impianti di stoccaggio del gas naturale attivi, 4 terminali di ricevimento e rigassificazione di GNL e una rete di distribuzione di oltre 260.000 km. Il sistema nel suo complesso è gestito da 9 operatori di trasporto, 3 operatori di stoccaggio, 4 operatori di rigassificazione e 191 operatori di distribuzione.

Anche se nei prossimi anni la domanda annua di gas naturale in Italia è attesa in leggera diminuzione, i picchi giornalieri sono attesi sostanzialmente invariati, e la capacità del sistema gas di soddisfarli è – e sarà – un elemento chiave della flessibilità energetica italiana.

In particolare, Snam Rete Gas è il principale operatore di trasporto e dispacciamento di gas naturale sul territorio nazionale, disponendo della quasi totalità delle infrastrutture di trasporto in Italia (Fig. 3.2), con 32.783 km di gasdotti in esercizio in alta e media pressione (oltre il 90% dell'intero sistema di trasporto). La rete nazionale, costituita dai gasdotti

Figura 3.2 La rete Snam Rete Gas



maggiori, dai nodi di smistamento e dalle centrali di spinta (13 in tutto, per complessivi 961 MW di potenza installata) alimentate dallo stesso gas trasportato, costituisce l'infrastruttura principale della rete di trasporto gas, che si sviluppa sul territorio italiano nelle tre dorsali da Nord Est, da Nord e da Sud, come un naturale prolungamento delle direttrici di importazione dalla Russia, dal Nord Europa e dal Nord Africa.

Il primo servizio: il trasporto. Il sistema di trasporto italiano, configurato dal punto di vista regolatorio come un unico sistema entry-exit, consente l'inversione dei flussi di gas lungo le principali direttrici di trasporto ed è in grado di far fronte alle esigenze di bilan-

ciamento orario in qualsiasi condizione di domanda, in tutti gli scenari previsti.

La gestione delle attività di esercizio e di bilanciamento fisico della rete è assicurata dalla Sala controllo del Centro di dispacciamento dell'operatore principale del sistema di trasporto, Snam Rete Gas, che è presidiata costantemente.

La Sala controllo è in grado di presidiare da remoto la rete di trasporto grazie a un sistema di supervisione, controllo e acquisizione dati (SCADA) e a una rete di telemetria a elevata affidabilità di funzionamento, grazie alla ridondanza dei sistemi utilizzati e alle multiple vie di trasmissione. Inoltre, la Sala controllo del dispacciamento è dotata di una riserva presso un sito alternativo, con ridondanza sia di posti operatori sia di server.

L'infrastruttura di trasporto è realizzata in modo tale che nessuna sua parte, o impianto, risulti critica per il sistema di approvvigionamento italiano. Infatti, gran parte delle linee di importazione è stata duplicata o triplicata nel tempo per far fronte alle esigenze di nuova capacità di trasporto. Nelle centrali di compressione è sempre prevista una unità di scorta. In ogni caso, l'operatore principale del sistema di trasporto è in grado di intervenire sulle proprie infrastrutture in tempi ristretti, in quanto si è dotato di specifiche procedure e organizzazione per la gestione del pronto intervento, di scorte di materiali sempre disponibili sia per la rete di gasdotti, sia per le centrali di compressione, e ha sottoscritto contratti con ditte esterne con clausole di reperibilità.

È peraltro importante sottolineare che tutte le centrali di compressione dislocate lungo la rete sono alimentate a gas (pur essendo in programma la sostituzione di parte del parco macchine con elettrocompressori). Un eventuale blackout locale o totale della rete elettrica non avrebbe quindi alcun impatto critico sul sistema gas; esso continuerebbe a operare nei confronti delle utenze civili che dispongono di gruppi di continuità, di fatto gestendo la riduzione della domanda (principalmente del settore industriale che, in caso di blackout, dovrebbe interrompere la produzione e del settore termoelettrico) e l'incremento transitorio dell'iniezione in stoccaggio del gas in eccesso non consumato dall'industria. I punti di entrata della rete nazionale (inclusi i terminali di GNL), rendono disponibili capacità complessive pari a circa 362 MSm³/g (periodo di massima domanda invernale) equivalenti a 3,8 TWh giorno, e una capacità massima di esportazione verso Nord e Nord Est di circa 45 MSm³/g, equivalenti a circa 500 GWh giorno.

Le Tabella 3.1 e 3.2 riportano i valori complessivi di capacità tecnica per l'ultimo anno termico.

Tabella 3.1 Capacità di trasporto dei punti di entrata nella rete

Punti di entrata	[MSm ³ /g]
Gasdotti	294,4
Mazara del Vallo	103,7
Gela	45
Melendugno (TAP)	44,5
Max tot. Sud	122
Passo Gries	59
Tarvisio	109,2
Gorizia	4,2

GNL	68,4
Panigaglia	13
Cavarzere	26,4
Livorno	15
Piombino	14
Totale	362,8

Tabella 3.2 Capacità di trasporto dei punti di uscita dalla rete

Punti di uscita	[MSm³/g]
Tarvisio	18
Passo Gries	40
<i>TOTALE massimo contemporaneo</i>	<i>40</i>
Gorizia	4,4
TOTALE	44,4

Il secondo servizio: lo stoccaggio. In Italia sono presenti tredici campi di stoccaggio di gas naturale attivi, realizzati in giacimenti di produzione di gas esauriti. Essi si trovano nelle regioni Lombardia, Emilia-Romagna, Veneto e Abruzzo. Lo spazio disponibile presso i siti di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2023/24 è pari a circa 19 miliardi di metri cubi. Tale spazio comprende circa 4,6 miliardi di metri cubi di riserva strategica, il cui valore è definito dal Ministero dello Sviluppo economico per far fronte a possibili emergenze gas.

Lo stoccaggio svolge un ruolo di primaria importanza nel mercato italiano. Da un lato costituisce la maggiore fonte di flessibilità per il sistema, dall'altro consente di aumentare il margine di sicurezza in un mercato fortemente dipendente dalle importazioni. Le infrastrutture di stoccaggio e i relativi operatori sono descritti di seguito:

- Stogit: è il maggior operatore attivo nello stoccaggio di gas naturale in Italia e uno dei maggiori operatori a livello europeo con 9 concessioni operative, per uno spazio di stoccaggio utilizzabile di circa 17 BSm³ di cui circa 4,5 di stoccaggio strategico;
- Edison Stoccaggio: società attiva nello stoccaggio di gas naturale in Italia, con 3 impianti con un volume di working gas pari a circa 1 BSm³, di cui 140 MSm³ adibiti a riserva strategica;
- Ital Gas Storage: società che gestisce il sito di stoccaggio di Cornegliano Laudense avente circa 1 BSm³ di volume a regime.

Il terzo servizio: la rigassificazione. L'attività di rigassificazione in Italia è esercitata mediante quattro terminali di GNL:

- l'impianto di Panigaglia (della società GNL Italia), operativo a partire dall'inizio degli anni Settanta, ha una capacità di stoccaggio di circa 100.000 m³ liquidi di GNL e una capacità di rigassificazione di circa 3,5 BSm³ annui e 10,5 MSm³/g;
- l'impianto situato al largo di Porto Levante (della società Adriatic LNG), operativo dalla seconda metà del 2009, con una capacità di stoccaggio di circa 250.000 m³ li-

- quidi di GNL e una capacità di rigassificazione pari a 8 BSm³ di gas naturale l'anno e fino a 26,4 MSm³/g;
- il terminale off-shore OLT di Livorno, con una capacità di stoccaggio di 137.500 m³ liquidi di GNL e una capacità di 3,75 BSm³ annui e 15,0 MSm³/g. L'impianto è operativo dal 2013;
 - il terminale FSRU situato nel porto di Piombino (della società FSRU Italia), con una capacità di 5 BSm³ annui e 14,0 MSm³/g. La fase di avviamento dell'impianto è stata effettuata nel giugno 2023 e l'inizio delle attività commerciali è previsto per luglio 2023.

3.8 Gli scenari di sviluppo

Gli scenari gas-elettricità redatti da Snam-Terna rappresentano il lavoro congiunto dei due principali operatori infrastrutturali italiani, che ha delineato la visione ed evoluzione del sistema energetico nazionale, in coordinamento con gli altri Stati europei, attraverso gli scenari definiti dagli ENTSOs.

Per l'anno orizzonte 2030 sono previsti due scenari: uno scenario di policy in linea con gli obiettivi Fit-for-55 (FF55) e uno scenario "Late Transition" in linea con il National Trend (NT) Italia pubblicato a febbraio 2021 che fa riferimento agli obiettivi del Piano Nazionale Energia e Clima di dicembre 2019.

Lo scenario FF55 riguarda una riduzione delle emissioni CO₂ pari a -55% a livello europeo, mentre gli obiettivi di efficienza impongono una riduzione dei consumi finali da 113 Mtep al 2019 a circa 95 Mtep al 2030. Per il Late Transition l'ambizione resta quella del Clean Energy Package, ovvero di raggiungere a livello europeo una riduzione delle emissioni di CO₂ pari a -40%.

Sull'orizzonte temporale 2040, sono stati sviluppati tre differenti scenari: uno scenario Late Transition in continuità con quello del 2030; uno scenario Global Ambition Italia (GA-IT) e uno Distributed Energy Italia (DE-IT) allineati alle storyline degli scenari ENTSOs Global Ambition e Distributed Energy. Questi ultimi (DE-IT e GA-IT) sono quindi da considerarsi scenari di sviluppo, coerenti con l'obiettivo di raggiungere un sistema Net Zero al 2050.

Circa la domanda energetica complessiva per il Paese, la riduzione dei consumi di combustibili fossili negli anni previsionali 2030 e 2040 (Tabella 3.3) è diretta conseguenza dei target emissivi prefissati ed è fortemente dipendente dai settori del trasporto e residenziale.

Le azioni ipotizzate nello scenario seguono due direttrici complementari: elettrificazione e sostituzione dei combustibili fossili. Nel primo caso l'elettrificazione consente di beneficiare dell'efficienza intrinseca delle tecnologie elettriche, comportando un decremento complessivo dei consumi finali a scapito di un incremento atteso dei consumi elettrici. Nel secondo si ipotizza una progressiva adozione di vettori energetici "green" come il biometano e l'idrogeno che contribuiscono al raggiungimento dei target, soprattutto in quei settori/processi meno adatti alla elettrificazione.

I bioliquidi avranno un ruolo chiave per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione nel breve termine, a tendere si prevede una riduzione di questi a fronte di una crescita della produzione di biometano.

Tabella 3.3 Consumi finali per vettore energetico, scenari FF55 2030, Distributed Energy 2040 e Global Ambition 2040

(Mtep)	2030		2040		
	FF55	LT	DE IT	GA IT	LT
<i>Energia Elettrica</i>	28,4	26,3	31,9	30,2	30,3
<i>Combustibili zero-emissioni</i>	12,3	8,9	16,9	21,3	13,8
<i>Idrogeno</i>	0,9	0,1	4,7	8,5	3,2
<i>Biometano</i>	3,3	0,8	6,3	6,6	3,4
<i>Bioliquidi</i>	1,6	1,6	0,8	1,3	1,6
<i>Biomassa</i>	6,4	6,4	5,2	4,9	5,5
<i>Combustibili fossili</i>	49,3	62,1	26,6	27,8	40,3
<i>Gas naturale</i>	28,6	28,3	15,2	15,9	23,8
<i>Prodotti petroliferi</i>	20,2	32,2	10,9	11,4	15,6
<i>Carbone/altri Solidi</i>	0,5	1,5	0,5	0,5	0,8
<i>Altro (solare termico e calore derivato)</i>	5,5	6,4	5,3	5,3	4,8
<i>Totale consumi finali</i>	95,5	103,7	80,7	84,6	89,2

Circa la domanda gas al 2030 (Tabelle 3.4 e 3.5), come detto, sono stati sviluppati uno scenario FF55 coerente con il pacchetto UE Fit-for-55 e uno scenario Late Transition che rimane in linea con i targets di rinnovabili, efficienza e emissioni del PNIEC 2019.

Nello scenario 2030 F55 la domanda di gas è pari a 66,2 miliardi di metri cubi equivalenti (697,6 TWh). I volumi sono costituiti da gas naturale, da idrogeno e biometano. Per raggiungere l'obiettivo di riduzione delle emissioni previsto a circa -51% nello scenario (declinazione sull'Italia del target europeo) si fa leva su efficienza energetica, rinnovabili elettriche e sviluppo del biometano e dell'idrogeno verde. Inoltre, nello scenario, emerge l'esigenza di ricorrere a tecnologie di cattura e sequestro dell'anidride carbonica applicate sia alle emissioni di processo tipiche di alcuni settori industriali, sia alla la cattura delle emissioni di combustione in particolare nei settori già sottoposti al regime ETS (Emission Trading System)

Nello scenario 2030 LT la domanda di gas è pari a 61,7 miliardi di metri cubi equivalenti (652,2 TWh). I volumi sono costituiti da gas naturale da idrogeno e biometano. Lo scenario è coerente sia per emissioni sia per rinnovabili ed efficienza energetica al PNIEC 2019. Nello scenario LT la minor ambizione alla decarbonizzazione – che si ferma a circa -40% – limita la necessità di sviluppare il biometano e ritarda l'ingresso dell'idrogeno e nemmeno fa ricorso a cattura e sequestro dell'anidride carbonica.

Tabella 3.4 Dettaglio della suddivisione tra i vari vettori energetici nei due scenari LT e FF55

Scenario	2030 LT		2030 FF55	
	BSm3	TWh	BSm3	TWh
Gas naturale	60,6	577	58,6	558
Biometano	1	10	5,4	51
Idrogeno (metano eq.)	0,1	1	2,2	21

Tabella 3.5 Dettaglio della domanda settoriale tra i vari vettori energetici nei due scenari LT e FF55

Destinazione consumi	2030 LT						2030 FF55					
	Gas naturale		Biometano		Idrogeno		Gas naturale		Biometano		Idrogeno	
	BSm3	TWh	BSm3	TWh	BSm3eq	TWh	BSm3	TWh	BSm3	TWh	BSm3eq	TWh
Totale	60,6	577	1	10	0,1	1	58,6	558	5,4	51	2,2	21
Civile	21,1	201	0	0		0	21,1	201	1,6	10		0
Industria	9,4	90	0	10		0	9,9	94	1	14	0,2	2
Trasporti	4,1	39	1	0	0,1	1	3,9	37	1,5	13	0,9	9
Termoelettrico e Calore	23	219	9	9	-	-	20,4	194	1,4	0	-	-
Altri usi	3	29	0	10		0	3,3	31	0	51	1,1	0

Per la domanda gas al 2040 (Tabelle 3.6 e 3.7) si sono sviluppati 2 scenari, DE-IT e GA-IT, che rappresentano il ponte tra la riduzione delle emissioni del 55% che caratterizza il 2030 e l'obiettivo di zero emissioni nel 2050 e uno scenario di LT "Late Transition" che proietta al 2040 le misure indicate dal PNIEC2019 ed è coerente con lo scenario NT-Italia.

Al 2040 la domanda di gas è pari a 53 miliardi di metri cubi equivalenti (560,3 TWh) nello scenario DE-IT e 59,4 miliardi di metri cubi equivalenti (628 TWh) nello scenario GA-IT. La spinta alla decarbonizzazione contribuisce allo sviluppo dei gas verdi quali idrogeno e biometano, che si sostituiscono ai consumi di gas naturale. Rispetto allo scenario LT, infatti, i volumi di gas naturale scendono di oltre il 30% passando da 56,6 miliardi di metri cubi a 35,4 nel DE-IT e a 37,1 nel GA-IT. Inoltre, per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2040, intermedi tra gli obiettivi al 2030 e il "net zero" al 2050 emerge la necessità di ricorrere a forme di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica CO₂ (CCS) applicata sia alla cattura delle emissioni di processo che caratterizzano alcuni settori industriali sia per la cattura delle emissioni di combustione in particolare nei settori che sono sottoposti a regime ETS.

Tabella 3.6 Dettaglio della domanda settoriale tra i vari vettori energetici nei tre scenari LT, DE-IT e GA-IT

Destinazione consumi	2030 LT						2030 FF55						2030 FF55					
	Gas naturale		Biometano		Idrogeno		Gas naturale		Biometano		Idrogeno		Gas naturale		Biometano		Idrogeno	
	BSm3	TWh	BSm3	TWh	BSm3eq	TWh	BSm3	TWh	BSm3	TWh	BSm3eq	TWh	BSm3	TWh	BSm3	TWh	BSm3eq	TWh
Totale	56,6	539	7	67	3,9	37	35,4	337	10,3	98	7,3	70	37,1	353	10,3	98	12	114
Civile	17,7	169	2,2	21		0	11,1	106	4,7	45	0,3	3	12,2	116	4,1	39	1,8	17
Industria	8,8	84	1,5	14	2	19	6	57	1,3	12	1,8	17	5,6	53	1	10	3,8	36q
Trasporti	2,5	24	0,5	5	2	19	1,6	15	1,6	15	3,6	34	1,6	15	2,9	28	4,8	46
Termoelettrico e Calore	24,1	230	2,8	27	-	0	14	133	2,7	26	-	0	14,9	142	2,3	22	-	0
Altri usi	3,4	32	0	0	0	0	2,8	27	0	0	1,6	15	2,8	27	0	0	1,6	15

Tabella 3.7 Dettaglio della suddivisione tra i vari vettori energetici nei tre scenari LT, DE-IT e GA-IT

Scenario	2040 LT		2040 DE-IT		2040 GA-IT	
	BSm3	TWh	BSm3	TWh	BSm3	TWh
Gas naturale	56,6	539	35,4	337	37,1	353
Biometano	7	67	10,3	98	10,3	98
Idrogeno (metano eq.)	3,9	37	7,3	70	12	114

In sintesi, il gas naturale, insieme ai green gas (biometano e idrogeno), riveste e continuerà a rivestire, in modo sinergico con le altre energie rinnovabili, un ruolo fondamentale per la transizione energetica.

La trasformazione dell'attuale rete di trasporto risulterà quindi necessaria, in quanto dovrà essere in grado di accogliere i nuovi vettori energetici: il biometano, che già oggi costituisce una realtà in forte crescita, e l'idrogeno verde (prodotto da energia rinnovabile) e blu (prodotto da gas naturale con cattura e sequestro della CO₂), del quale si prevede lo sviluppo negli anni a venire.

Mentre per il biometano la rete attuale di trasporto non necessita di particolari adattamenti, in quanto biometano e gas naturale sono molto simili e perfettamente interscambiabili negli utilizzi finali, per il trasporto e l'utilizzo dell'idrogeno, saranno necessarie modifiche della rete infrastrutturale e dei componenti a essa collegati.

Nell'ambito del proprio Piano Decennale di sviluppo delle infrastrutture, Snam Rete Gas ha presentato il progetto della dorsale di trasporto idrogeno, che in gran parte prevede l'adattamento ("repurposing") di sezioni dell'attuale infrastruttura. La dorsale, che sarà collegata presso il punto di entrata di Mazara ai gasdotti provenienti dalla Tunisia, consentirà di importare ingenti quantità di idrogeno dai Paesi del Nord Africa e costituirà, insieme alle sezioni austriache e tedesche con cui è previsto il collegamento, la sezione italiana del corridoio Hydrogen South Corridor, candidato quale progetto di interesse comunitario e attualmente in fase di ulteriore definizione.

3.9 Infrastrutture immateriali e loro governo

I mercati dell'energia, in tutte le loro articolazioni, possono essere concepiti come quelle infrastrutture immateriali – per contrasto a quelle fisiche – che fanno da sottostante alle diverse transazioni in forma di energia universale – cioè di vettori energetici – e garantiscono l'esecuzione delle medesime. La disciplina dei mercati dell'energia costituisce quell'infrastruttura di regole, diritti e obbligazioni tra persone fisiche e giuridiche (vale a dire tra soggetti e non già tra oggetti o asset come era il caso delle infrastrutture fisiche) che presiede e regola il movimento e lo scambio di energia tra gli attori di mercato, ivi inclusi i gestori di infrastrutture fisiche (es. gestori di reti).

Essendo dunque il mercato il luogo delle scelte "alternative" possibili tra domanda e offerta operate da una pluralità di soggetti e formalizzate attraverso transazioni che vengono eseguite "singolarmente ma simultaneamente" attraverso le predette infrastrutture immateriali, le scelte effettuate (o anche le non scelte) da ciascun soggetto inducono esternalità positive/negative su tutti gli altri. È pertanto necessario che vi siano delle regole (disciplina) che facciano emergere il valore economico delle predette esternalità e che detto

valore sia attribuito ai diversi soggetti che lo internalizzano nella definizione delle libere transazioni. Quanto alle forme di governo di tali infrastrutture immateriali, pertanto, ne discende che è necessario regolamentare il mercato.

Inoltre, nei mercati dell'energia, la tenuta del sistema per garantire l'esecuzione fisica delle diverse transazioni viene assicurata da un soggetto che approvvigiona risorse con natura di bene pubblico, quindi indivisibile, affetto da non rivalità nella sua fruizione e da non esclusività.

Di solito il ruolo di approvvigionatore ed erogatore del bene pubblico è rivestito dallo Stato che, nei mercati energia, trasferisce a un soggetto le attività mediante il rilascio di una concessione statale (es. Trasmissione e dispacciamento a Terna). Dunque è necessario regolamentare il predetto soggetto titolare di attività statale in esclusiva.

Da quanto sopra, nell'energia è impossibile prefigurare un mercato non regolamentato, pena l'assenza di equità tra soggetti e di tutela dei soggetti di mercato nei confronti di un soggetto esclusivista ed essenziale per il buon esito delle transazioni. La forma di governo tipicamente prescelta per regolamentare i mercati è quella dell'approvazione della disciplina relativa da parte delle istituzioni preposte e la gestione operativa affidata a soggetti giuridici regolamentati. Nel caso italiano, il Gestore dei Mercati Energetici (GME) svolge la funzione di gestore di diverse piattaforme di mercato sia nei vettori elettrici che molecolari. Nel diritto euro-unitario, vengono tipizzate le c.d. autorità nazionali competenti per la regolamentazione dei mercati nazionali, normalmente identificate nei dicasteri centrali incaricati della materia energetica (per l'Italia, il Ministero per l'ambiente e la sicurezza energetica), con l'eccezione dei mercati per il dispacciamento/bilanciamento (per l'Italia gestito da Terna), la cui regolamentazione è attribuita esplicitamente al Regolatore nazionale (l'Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente, per l'Italia).

Obiettivo precipuo dei mercati energia è anche quello di esplicitare un valore autonomo dell'energia negoziata inteso come prezzo risultante di tutte le transazioni avvenute in uno specifico contesto di mercato, vale a dire il prezzo risultante dal gioco interattivo di domanda e offerta di energia guidato dalla scarsità delle risorse energetiche trattate e dai vincoli che le infrastrutture fisiche pongono al libero dispiegarsi delle negoziazioni. Ma non vi è un solo prezzo, anzi vi sono diversi prezzi. Questo, in quanto l'energia oggetto di transazione ha un valore diverso nel tempo e sul territorio, cioè vi sono diversità spazio-temporali. Da qui l'articolarsi di tante piattaforme di mercato in cui si tratta energia (o prodotti energetici affini come la capacità produttiva) con diversi orizzonti spazio-temporali.

La serie di mercati oggi in essere in Italia coglie proprio questa articolazione: il mercato a pronti o MGP (mercato del giorno prima) negozia l'energia elettrica per le 24 ore successive con cadenza oraria e con prezzi potenzialmente diversi per ogni zona di mercato (oggi l'MGP ha zone costituite da aggregati mono-pluriregionali del territorio italiano definite sulla base delle capacità di trasporto delle reti elettriche); il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), invece, valorizza l'energia elettrica a livello micro-territoriale e subtemporale, vale a dire attribuisce un valore all'energia anche quartodorario per specifici nodi di rete e serve a gestire vincoli specifici delle infrastrutture fisiche; i mercati a termine dell'energia hanno invece un orizzonte pluriennale; infine, per l'elettricità sono costituiti anche mercati della capacità produttiva (Capacity Market) che conseguono l'a-

deguatezza del sistema elettrico a coprire la domanda richiesta e le aste per la remunerazione delle nuove fonti rinnovabili elettriche su base di lungo termine (aste FER-E). Anche per il gas naturale, e in prospettiva futura per l'idrogeno, vi sono una serie di mercati articolati spazio-temporalmente in breve, medio-lungo termine e bilanciamento. Come le infrastrutture fisiche a rete sono totalmente interconnesse tra loro a livello unionale (con qualche eccezione residua in corrispondenza delle isole maggiori, es. Cipro), così si stanno gradualmente integrando le infrastrutture immateriali a mercato a livello nazionale nel formare il c.d. Mercato Energetico Interno Europeo o European Internal Energy Market (EIEM). Il governo di tale infrastruttura immateriale è assai complesso e multilivello nel contesto europeo. A presiederlo, oltre alle norme nazionali di recepimento, vi sono Regolamenti dell'Unione europea e discipline nazionali specifiche di rango primario e secondario, nonché una serie di organismi europei e nazionali assai articolati. Per il mercato elettrico, il contesto legislativo vigente è fissato dal Regolamento del 2019 inserito nel *Clean Energy for all Europeans Package* mentre per gas naturale, gas verdi e idrogeno la normativa sta tuttora evolvendo con l'*Hydrogen and Gas Market Decarbonization Package* attualmente in discussione nel trilatero europeo.

Come si è fatto per le infrastrutture fisiche, chiediamoci se queste infrastrutture immateriali siano utili per il perseguimento degli obiettivi della transizione energetica che deve rispondere al trilemma europeo decarbonizzazione - sicurezza - *affordability* dell'energia. E, nel caso in cui vi sia risposta affermativa, se l'attuale struttura dei mercati sia adeguata alla transizione ovvero debba essere adeguata – tramite opportune riforme – per superare gli attuali limiti e rispondere al meglio al trilemma.

Certamente mercati competitivi sono in grado di guidare la transizione al minimo costo possibile per il consumatore, ben al di sotto di ogni valorizzazione amministrata delle risorse necessarie. In altri termini, visto l'allargamento delle possibilità in termini di scelta dei vettori consentita dall'*Energy System Integration* tra infrastrutture fisiche (si veda *supra*) aumenta anche il dominio delle possibili "alternative" di mercato portando a maggiore efficienza allocativa e produttiva. Inoltre, la presenza di mercati consente anche nella transizione di cogliere le efficienze derivanti dalle economie di scala e dalla specializzazione dei mestieri nell'energia. Quindi, anche per decarbonizzazione e sicurezza i mercati possono dischiudere possibilità ulteriori di progresso.

Quanto alla loro adeguatezza nell'accelerare la transizione, occorre ben valutare i limiti dei mercati attuali, soprattutto nella loro funzione di promozione degli investimenti in tecnologie decarbonizzate (rinnovabili e low-carbon come le elettronucleari e quelle equipaggiate con Carbon Capture and Storage) per proporre eventuali riforme migliorative tendenti a superare detti limiti. È emblematico il caso dei mercati elettrici nella promozione delle fonti rinnovabili elettriche non programmabili come solare ed eolico. Proprio a causa della loro aleatorietà produttiva, gli scenari futuri con volumi di rinnovabili a costo variabile nullo introdurranno sempre più volatilità e imprevedibilità di prezzo nei mercati a pronti, quindi incertezza per gli investimenti nelle stesse tecnologie.

Quanto più intervengono investimenti in rinnovabili tanto più il contesto di mercato diventerà incerto e ostile nell'attrarre ulteriori investimenti. Ciò risulta in un fenomeno di deterrenza complessiva agli investimenti che può pregiudicare il buon esito della transizione stessa. Correttivi? Fuori o dentro i mercati? La risposta migliore che oggi sappiamo dare è che occorre continuare ad agire all'interno del quadro di mercato, riformandolo

mediante l'aggiunta di mercati di medio-lungo termine che agevolino gli investimenti conferendo maggiori certezze in termini di segnali di prezzo di lunga gittata temporale in grado di superare la volatilità citata. Inoltre, equipaggiare il set di mercati con altre piattaforme che promuovano investimenti in stoccaggi elettrici è la via ulteriore per conferire maggiore certezza agli investimenti in rinnovabili.

3.10 Commenti conclusivi

In tale scenario, invero assai complicato, quali conclusioni è opportuno trarre, circa il possibile contributo dell'approccio sussidiario alla gestione e alla evoluzione delle infrastrutture energetiche?

In premessa, occorre sottolineare quanto già detto in apertura, circa la necessità di avvicinare i temi energetici secondo le caratteristiche loro proprie, alias il "trilemma", poiché l'energia riveste il ruolo di bene fondamentale e di servizio critico per l'intera società – lo abbiamo ben inteso in questi ultimi anni, anche per le note e drammatiche vicende in Europa e nel Mondo.

Per questo motivo, in campo energetico non è realistico pensare a soluzioni avulse dalla contemporanea considerazione di tutti e tre i problemi – ambiente, sicurezza di approvvigionamento, competitività economica – e non del primo soltanto.

In questa prospettiva, lo sviluppo di una adeguata infrastruttura di reti energetiche nazionali ed europee risulta decisivo.

Per l'ambiente: perché la decarbonizzazione richiederà la crescita di reti capillari sul territorio, pensiamo ad esempio alla diffusione dei punti di ricarica per favorire e rendere realmente usufruibile la mobilità elettrica; nonché di reti tra loro interconnesse, come ricordato in precedenza, si pensi alla necessità di sinergia tra la rete elettrica, la rete delle molecole (metano, idrogeno, biocombustibili) e i sistemi di accumulo, per supportare la penetrazione delle fonti rinnovabili non-programmabili.

Per la sicurezza dell'approvvigionamento: perché la certezza di disporre di adeguate risorse energetiche spingerà a rafforzare la presenza di soluzioni e infrastrutture alternative, in grado di diversificare l'area geografica di provenienza della fonte, si considerino ad esempio i terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto (GNL) che l'Italia ha installato e dovrà ulteriormente incrementare; inoltre forzerà lo sviluppo di strategie e azioni atte a garantire la disponibilità degli strumenti hardware (tecnologie, sistemi, componenti, materiali). Su questa linea il *Net-Zero Industry Act* e il *Critical Raw Materials Act* lanciati dalla Commissione Europea a marzo del 2023 sono strumenti concepiti per rispondere, forse tardivamente, al bisogno di sicurezza. Dopo l'enfasi posta negli ultimi decenni sulla realizzazione di impianti di produzione a fonte rinnovabile e i recenti vincoli sulla produzione di auto elettriche, ci si è accorti che le filiere industriali e la disponibilità dei materiali speciali e delle terre rare necessarie alla transizione energetica risiedono in larghissima parte fuori dall'Europa, addirittura in Paesi geopoliticamente critici quali la Cina. I due regolamenti mirano a ricollocare o a rafforzare in Europa, il primo le capacità di innovazione e quelle realizzative circa le tecnologie energetiche low-carbon (dal fotovoltaico al nucleare), il secondo le capacità estrattive dei materiali rari dal suolo continentale.

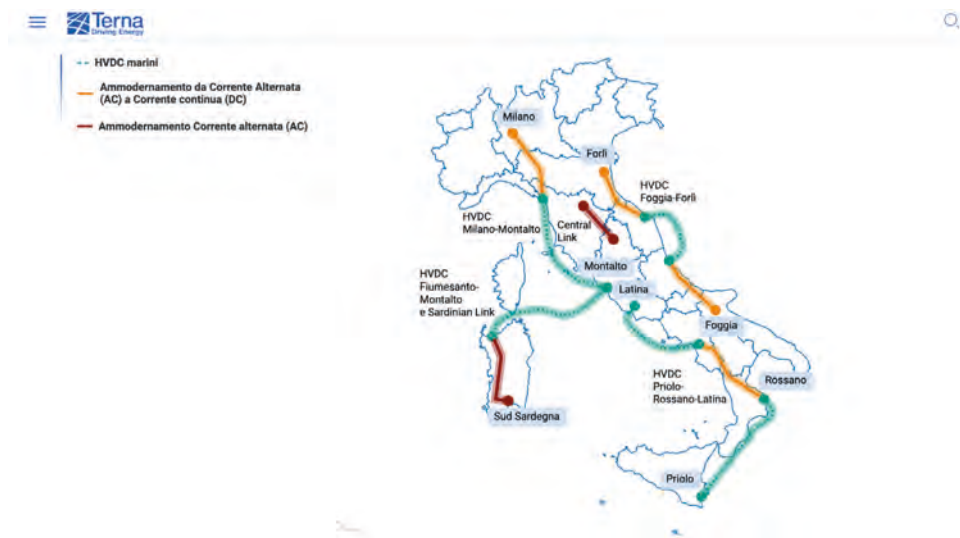
Infine, per la competitività economica: perché un benefico allargamento del mercato energetico europeo e nazionale, al fine di favorire la competizione e l'efficienza, passerà

sia da una riforma delle stesse regole di mercato, come già pianificato dalla Commissione Europea, sia da un impegnativo incremento dei collegamenti infrastrutturali delle reti energetiche. Ad esempio, considerando il piano decennale di sviluppo della rete elettrica italiana predisposto da Terna nel 2023, nonché i piani di SNAM e il piano RePowerEU della Commissione Europea, si scorgono tre direttrici di azione per la crescita delle infrastrutture:

- nuove dorsali Sud-Nord in Italia, per consentire un adeguato sfruttamento delle nuove installazioni a fonte rinnovabile (circa 70 GW, in larghissima parte al Sud), con l'impiego anche di soluzioni tecnologiche innovative, quali le linee ad alta tensione in corrente continua (HVDC), tutte posate in mare e integrate con una rete su terraferma in parte anch'essa convertita dall'alternata alla continua, come nel progetto Hypergrid (Figura 3.3), per il quale saranno investiti 11 dei 21 miliardi di euro complessivi per lo sviluppo dell'intera rete elettrica italiana nel prossimo decennio;
- nuove interconnessioni Italia-Francia, Italia-Tunisia e Italia-Grecia, per consentire un più adeguato export nei periodi di eccesso di produzione da rinnovabili ma anche un idoneo import nei periodi di necessità, come avviene di norma in modo continuo con l'elettricità carbon-free prodotta dal nucleare francese;
- nuovi gasdotti Africa del Nord-Italia, per incrementare l'import di gas naturale e in futuro possibilmente anche di idrogeno prodotto da rinnovabili, secondo quanto ipotizzato dalla UE, assegnando di fatto all'Italia un ruolo centrale nelle infrastrutture e nel servizio per l'intero continente.

La gestione di tale infrastruttura di reti ma soprattutto la guida verso il suo sviluppo e la sua evoluzione, tipicamente con tempi caratteristici lunghi, nell'ordine del decennio, può certamente essere svolta con spirito sussidiario, attraverso una sussidiarietà "orizzonta-

Figura 3.3 Piano di sviluppo 2023 della rete elettrica italiana per il prossimo decennio: HYPERGRID



Fonte: TERNA, <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete>

le”, intesa quale partecipazione al soddisfacimento del bisogno energetico da parte delle organizzazioni intermedie e delle comunità locali. Ad esempio attraverso lo sviluppo e la diffusione delle “comunità energetiche”: aggregazioni di cittadini, PMI e servizi locali nella logica del prosumer (autoproduttori - autoconsumatori), in modo da raggiungere un alto grado di efficienza energetica locale nonché una crescita di consapevolezza culturale sul tema dell’energia, risultato non meno importante rispetto a quello economico. A esse possiamo aggiungere il caso di “associazioni di scopo”, nate per la condivisione dell’investimento e dell’utilizzo di impianti di produzione di energia elettrica e termica, imitando quanto già avviene dagli anni Sessanta in Finlandia, attraverso l’adozione del cosiddetto “Mankala model”: grandi utilities, municipalizzate locali, industrie energivore e investitori si consorziano per condividere – e così ridurre – costi e rischi di costruzione e gestione, garantendo a industrie e cittadini, attraverso la stipula di PPA (Power Purchase Agreement), la disponibilità di energia per periodi pluriennali a condizioni economiche note o prevedibili. È in sostanza una modalità “cooperativa”, approccio ben noto e storicamente adottato in Italia in diversi settori.

Tuttavia, per la complessità di quanto sopra mostrato circa le infrastrutture energetiche, è evidente la necessità di perseguire anche una sussidiarietà “verticale”, intesa però come debita assunzione di responsabilità nel rispondere ai bisogni della comunità da parte del suo livello adeguato. E non è difficile scorgere nello Stato Nazionale e negli Organi Europei i principali attori protagonisti nelle iniziative di policy energetica, indispensabili per affrontare adeguatamente ed efficacemente i temi ambientali, di approvvigionamento e di competitività, che spesso presentano caratteristiche sovranazionali e geopolitiche.

È possibile identificare da subito alcuni suggerimenti operativi quali, ad esempio, un maggior approccio “technology neutral” nell’identificazione delle soluzioni energetiche da supportare e incentivare, nonché una reale presa in carico degli altri due aspetti critici del trilemma, oltre a quello ambientale: approccio che potrebbe implicare, ad esempio, una spinta a favorire la produzione di energia a livello nazionale ed europeo mediante fonti rinnovabili ma realizzate con tecnologie europee, a riattivare l’estrazione di gas domestico ma con soluzioni di *carbon capture*, a rivalutare seriamente e a trattare coerentemente l’opzione nucleare, in ambito europeo e nelle nazioni che decidono di dotarsene. Scelte simili hanno dirette implicazioni sullo sviluppo e sulla gestione delle infrastrutture. Ma, più in generale, appare necessario un maggior coordinamento dell’intera strategia energetica e quindi anche di sviluppo e gestione delle infrastrutture, dei mercati e delle policy (basti pensare al disegno degli incentivi): un approccio che contempli e contemperi le prerogative e gli interessi di tutti gli attori “sussidiari”, diremmo in sintesi “dallo Stato al Mercato”, avendo come stella polare (non è mai scontato ricordarlo) il bene comune, soprattutto quando il bene in questione ha carattere di indispensabilità, quale l’energia.