

ALLEGATO 5

Analisi di benchmarking di tutte le politiche industriali poste in essere a livello sub-nazionale, internazionale e nazionale, comprendendo tutti i settori (civile e terziario, industria, trasporti, agricoltura, mobilità)

Indice

LISTA DELLE ABBREVIAZIONI E DEGLI ACRONIMI UTILIZZATI	3
1 INTRODUZIONE	5
1.1 STRUTTURA DEL REPORT	6
2 IL CONTESTO SOVRAREGIONALE	7
2.1 LA STRATEGIA DI DECARBONIZZAZIONE DELL'UNIONE EUROPEA	7
2.1.1 <i>A Clean Planet for All</i>	7
2.1.2 <i>Il Green Deal europeo</i>	8
2.1.3 <i>Fit for 55</i>	9
2.2 LA STRATEGIA DI DECARBONIZZAZIONE ITALIANA	14
2.2.1 <i>Piano Nazionale Integrato Energia e Clima</i>	14
2.2.2 <i>Strategia di Lungo Termine</i>	15
2.3 EVOLUZIONE DEL MERCATO ELETTRICO	17
2.3.1 <i>Il mercato interno dell'Energia</i>	17
2.3.2 <i>Evoluzione del mercato elettrico in Italia</i>	18
2.4 STRATEGIA INDUSTRIALE COMUNE SULLE BATTERIE	19
2.4.1 <i>Strategic Action Plan on Batteries</i>	19
2.4.2 <i>European Battery Alliance</i>	20
2.5 L'IDROGENO NEL CONTESTO INTERNAZIONALE	21
2.5.1 <i>Contesto extra-europeo</i>	22
2.5.2 <i>La strategia dell'Unione europea</i>	22
2.5.3 <i>Principali strategie sull'idrogeno negli Stati membri UE</i>	23
2.5.4 <i>Strategia Italiana sull'idrogeno</i>	23
2.5.5 <i>Progetti di interesse comunitario e European Clean Hydrogen Alliance</i>	24
3 POLITICHE E MISURE PER LA DECARBONIZZAZIONE DEI VETTORI ENERGETICI	25
3.1 SETTORE ELETTRICO	25
3.1.1 <i>Soluzioni tecnologiche presenti nelle strategie</i>	25
3.1.2 <i>Penetrazione della generazione rinnovabile</i>	26
3.1.3 <i>Flessibilità del sistema energetico</i>	29
3.2 SETTORE GAS	31
3.2.1 <i>Biometano</i>	31
3.2.2 <i>Idrogeno</i>	32
4 POLITICHE E MISURE PER LA DECARBONIZZAZIONE DEGLI USI FINALI	34
4.1 SETTORE EDIFICI	34
4.1.1 <i>Soluzioni tecnologiche presenti nei piani e nelle strategie</i>	34
4.1.2 <i>Efficienza</i>	35
4.1.3 <i>Rinnovabili termiche</i>	36
4.1.4 <i>Teleriscaldamento</i>	37
4.2 SETTORE TRASPORTI	38
4.2.1 <i>Soluzioni tecnologiche presenti nei piani e nelle strategie</i>	38
4.2.2 <i>Mobilità leggera</i>	38
4.2.3 <i>Veicoli pesanti</i>	43
4.2.4 <i>Ferrovia, aviazione e trasporto navale</i>	44
4.3 INDUSTRIA	45

4.3.1	<i>Evoluzione tendenziale</i>	45
4.3.2	<i>Industria non-ETS</i>	46
4.3.3	<i>Industria pesante (ETS)</i>	47
APPENDICE A - IL SISTEMA ELETTRICO		49
I SERVIZI REGOLATI: LE RETI		49
<i>Le reti di distribuzione in Lombardia</i>		50
I SERVIZI A MERCATO		52
SISTEMI DI ACCUMULO PER IL SISTEMA ELETTRICO		53
APPENDICE B – IDROGENO: MERCATO ATTUALE E POSSIBILE EVOLUZIONE		56
BIBLIOGRAFIA		59

Lista delle abbreviazioni e degli acronimi utilizzati

ACEA – European Automobile Manufacturers' Association
ARERA – Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
AT – Alta Tensione
BEV – Battery Electric Vehicle
BSP – Balancing Service Provider
BT – Bassa Tensione
CCS – Carbon Capture and Use
CCU – Carbon Capture and Storage
CCUS – Carbon Capture Use and Storage
CIB – Consorzio Italiano Biogas
CIC – Certificato di Immissione al Consumo
EBA – European Battery Alliance
EC – Electrolyzer Cells
EEA – European Environment Agency
EFR – Enhanced Frequency Response
ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile
EPBD – Energy Performance of Buildings Directive
ESCo – Energy Service Company
ETIP – European Technology and Innovation Platform
ETS – Emission Trading System
EU – European Union
EV – Electric Vehicle
FER – Fonti Energetiche Rinnovabili
FORSU – Frazione Organica Rifiuti Solidi Urbani
GD – Generazione Distribuita
GPL – Gas Petroleum Liquid
GSE – Gestore Servizi Energetici
HER – Hydrogen Europe Research
HESC – Hydrogen Energy Supply Chain
IEA – International Energy Agency
IPCEI - Important Project of Common European Interest
IRENA – International Renewable Energy Agency
JRC – Joint Research Centre
LOHC – Liquid Organic Hydrogen Carriers
LTS – Long Term Strategy
LULUCF – Land Use, Land Use Change and Forestry
MENA – Middle East and North Africa
MB – Mercato del Bilanciamento
MSD – Mercato per il Servizio di Dispacciamento
MT – Media Tensione
NECP – National Energy Climate Plan
NZE – Net Zero Emission
NZEB – Nearly Zero Energy Buildings
PAC – Politica Agricola Comunitaria

PAMs – Policies and Measures
PHEV – Plug-in Hybrid Electric Vehicle
PNIEC – Piano Nazionale Integrato Energia e Clima
PNRR – Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza
PPA - Power Purchasing Agreement
PREAC – Programma Regionale Energia Ambiente e Clima
PtX – Power to X
SdA – Sistemi di Accumulo
UE – European Union
UVA – Unità Virtuali Abilitate
UVAM – Unità Virtuali Abilitate Miste
UP – Unità di produzione
VGI – Vehicle Grid Integration
VPP – Virtual Power Plant
V1G – Unidirectional V2G (or smart charging)
V2G – Vehicle To Grid
WTO – World Trade Organization

1 Introduzione

Questo report raccoglie i contenuti risultanti dalla prima delle dieci attività all'interno del servizio di assistenza tecnica a Regione Lombardia per il percorso di costruzione del Programma Regionale Energia Ambiente e Clima (PREAC). Questa prima attività si è focalizzata in particolare su due obiettivi: da una parte la ricostruzione del contesto sovraregionale entro cui Regione Lombardia si trova a definire il programma; dall'altra parte un'analisi di confronto delle politiche e delle misure, in atto o pianificate, in altri contesti nazionali o subnazionali.¹

La ricostruzione del contesto sovra-regionale vede principalmente una sintesi dei documenti di pianificazione e di strategia, dell'Unione europea e di singoli Stati, accompagnati dalla descrizione di iniziative a carattere internazionale, europeo o nazionale, in diversi ambiti del sistema energetico.

L'analisi di confronto delle politiche e misure prende in considerazione i diversi documenti di pianificazione strategica energetica e climatica di altri paesi (principalmente in Europa) e delle regioni italiane. Nel confronto internazionale, il lavoro prende in considerazione economie importanti quali Francia, Germania e Regno Unito, ma si concentra anche su contesti più simili a quello lombardo, in termini di popolazione, settori economici rilevanti o caratteristiche geomorfologiche.

Per meglio leggere il confronto, una prima contestualizzazione, rispetto a questi paesi, è fornita in termini di popolazione, superficie e PIL, in Tabella 1.1.

Tabella 1.1 – Confronto di popolazione, superficie e PIL tra Lombardia e diversi Stati europei

	Popolazione (milioni)	Superficie (10 ³ km ²)	PIL PPP pro capite ² (k\$)
Austria	8,9	83	58,5
Belgio	11,5	30,5	54,5
Danimarca	6,0	43	60
Grecia	10,7	132	31
Repubblica Ceca	10,0	79	43
Svezia	10,2	450	55
Svizzera	8,6	41	73
Ungheria	9,8	93	34
Lombardia	10,0	23,8	46 ³

La Figura 1.1 fornisce invece una contestualizzazione rispetto a consumi ed emissioni di CO₂. Il grafico mostra che, in termini di energia consumata per generare reddito (intensità energetica), la Lombardia si colloca abbastanza lontano dai paesi più virtuosi (Danimarca e Svizzera), con un livello comunque minore di Belgio, Repubblica Ceca, Svezia e Ungheria. In termini di consumi pro capite, la regione si colloca ad un livello intermedio fra i paesi confrontati. Per quanto concerne le emissioni di anidride carbonica, in termini di

¹ Si sottolinea che il presente rapporto è stato redatto nel novembre 2021. Le informazioni contenute sono per tanto aggiornate a tale data.

² Pil pro capite a parità di potere di acquisto (ovvero tiene in considerazione il costo della vita e quindi è un indicatore della reale ricchezza del paese) nel 2019 in dollari internazionali [99].

³ La Lombardia non compare nella lista della banca mondiale, il dato sul PIL pro capite a parità di potere di acquisto è stato estrapolato a partire dall'annuario statistico regionale [100] per il 2018 (ultimo anno disponibile) e convertito in dollari internazionali. Si segnala comunque che lo scopo della tabella è offrire un paragone qualitativo.

intensità carbonica dell'economia e di emissioni pro capite, la Lombardia è invece fra le ultime posizioni, lontana dai paesi più virtuosi (Svezia e Svizzera, per cui va notata tuttavia la presenza del nucleare).

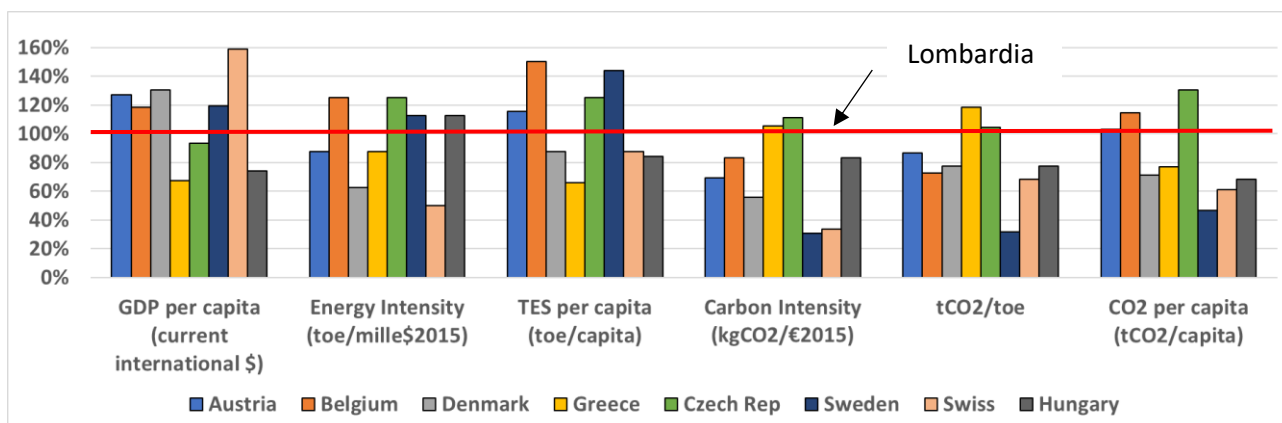


Figura 1.1 – Confronto di diversi indicatori energetici ed emissivi tra Lombardia e alcuni Stati europei (i valori sono stati normalizzati rispetto a quelli di Regione Lombardia, che è quindi pari al 100%) [elaborazione su dati IEA]

1.1 Struttura del report

Il report è strutturato come segue: il Capitolo 2 è dedicato alla ricostruzione del contesto sovraregionale entro cui si colloca la possibile evoluzione del sistema energetico lombardo (strategia europea, strategia nazionale, evoluzione del mercato elettrico, produzione di batterie, penetrazione dell'idrogeno); il Capitolo 3 è dedicato alle politiche e misure incentrate sulla decarbonizzazione dei vettori energetici serviti da infrastrutture capillari (elettricità e gas); il Capitolo 4 è dedicato alle politiche e misure incentrate sulla decarbonizzazione dei settori degli utilizzi finali (edifici, trasporti, industria); infine, in Appendice A e Appendice B è fornita una descrizione di approfondimento sul sistema elettrico e sulla filiera dell'idrogeno.

2 Il contesto sovraregionale

Il presente capitolo si focalizza sulla ricostruzione del contesto sovraregionale entro cui Regione Lombardia si trova a definire il PREAC. Tale ricostruzione vede principalmente una sintesi dei documenti di pianificazione e strategia e la descrizione di iniziative, a carattere internazionale, europeo o nazionale, in diversi ambiti del sistema energetico. La prima sezione tratta in particolare la strategia dell'Unione europea (sezione 2.1); la seconda sezione ripercorre invece le linee strategiche nazionali in tema decarbonizzazione (sezione 2.2); seguono, infine, tre sezioni che descrivono l'evoluzione del contesto attorno tre argomenti specifici: il mercato elettrico (sezione 2.3), la produzione di batterie (sezione 2.4), la penetrazione dell'idrogeno (sezione 2.5).

2.1 La strategia di decarbonizzazione dell'Unione europea

Nel percorso di decarbonizzazione globale, l'Unione europea ricopre un ruolo di guida e traino. Questa sezione del capitolo ripercorre le ultime tappe di definizione della strategia dell'Unione - in realtà in costante evoluzione - a partire dalla comunicazione della Commissione *A clean planet for all* del 2018, passando dal *Green Deal europeo* e arrivando alla recente proposta del pacchetto *Fit for 55*.

2.1.1 A Clean Planet for All

Con la comunicazione della Commissione di fine 2018 *"A Clean Planet for all – A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy"* [1], l'Unione europea ha avviato un processo di transizione in cui prende coscienza del proprio ruolo all'interno delle sfide globali ambientali e climatiche e identifica una strategia europea di lungo termine in conformità con l'accordo di Parigi del 2015. Il Parlamento europeo ne ha preso atto con la successiva risoluzione del 14 Marzo 2019 *"visione strategica europea a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra in conformità dell'accordo di Parigi"* [2], in cui sottolinea le opportunità e le sfide che la trasformazione sociale, ambientale ed economica richiederà, e pone le basi per un dibattito tra le istituzioni europee, i parlamenti nazionali, il settore privato, le città, le organizzazioni non governative e le parti sociali.

Con *A Clean Planet for All*, l'Europa prende atto che i suoi cittadini stanno già affrontando gli impatti diretti dei cambiamenti climatici, anche dal punto di vista economico e riconosce le stime che vedono il PIL crescere maggiormente nello scenario a zero emissioni rispetto all'ipotesi in cui le politiche climatiche non vengano attuate. La transizione energetica comporterebbe innanzitutto un minor import energetico e importanti benefici sanitari riconducibili al miglioramento della qualità dell'aria. Riconosce altresì una contrazione del PIL nel caso di inazione climatica, con annesso un aumento delle disuguaglianze economiche e sociali tra i diversi Stati membri.

Nella visione di Commissione e Parlamento, la strategia europea deve considerare gli effetti e gli impatti delle politiche climatiche sui cittadini europei: viene posta attenzione, ad esempio, alle fasce a basso reddito e al tema della perdita dei posti di lavoro. La strategia deve dunque considerare la necessità di fondi ulteriori per rendere la transizione giusta ed equa per tutti i cittadini e porre al centro il dialogo tra le istituzioni europee e le comunità interessate dalla trasformazione. Lo strumento economico che viene messo in campo per garantire tale supporto è il *Just Transition Fund*, con il quale vengono allocati 17,5 miliardi di € di cui 7,5 miliardi di € provenienti dal ciclo economico 2021-2027 (Multiannual Financial Framework). I restanti 10 miliardi di € provverranno dal programma di ripresa dell'Unione europea e quindi saranno allocati dal 2021 al 2023. Il fondo è la leva finanziaria del *Just Transition Mechanism*, che ha il compito di affrontare gli impatti sociali e garantire una transizione che non trascuri o lasci indietro nessun cittadino europeo e sostenga la

riconverione dei territori più impattati dalle politiche climatiche in quanto maggiormente legati all'industria dei combustibili fossili.

La strategia pone il focus anche sulle giovani generazioni, ritenute una risorsa in grado di mostrare adeguata consapevolezza sociale e ambientale, e quindi in grado di guidare la trasformazione, a livello nazionale ma anche internazionale, grazie alla capacità di creare legami interculturali ed intergenerazionali.

Nella strategia delineata vi è consapevolezza che il settore agricolo emetterà gas climalteranti anche nel lungo termine, principalmente sotto forma di metano e ossidi di azoto, e viene riconosciuta l'importanza del settore nella lotta al cambiamento climatico, che dovrà passare da innovazioni tecnologiche (e.g. agricoltura di precisione), ed ecologiche, (e.g. cattura del carbonio nel suolo⁴). La strategia afferma dunque la necessità di una politica agricola comunitaria (PAC) conforme all'obiettivo della neutralità climatica, in grado allo stesso tempo di mantenere il settore agricolo competitivo, forte e sostenibile.

Il Parlamento pone il focus sul ruolo che dovrà avere la governance a tutti i livelli (nazionale, regionale e locale) per mettere in atto misure che incoraggino la partecipazione e il coinvolgimento dei cittadini nella transizione energetica. Considera inoltre importante la realizzazione di misure che prevedano lo scambio di buone pratiche tra istituzioni di diverso livello e stati differenti. Evidenzia infine la responsabilità che ha l'Europa nel contesto internazionale per incoraggiare l'ambizione climatica dei grandi emettitori (Cina, India e Usa) e dei paesi in via di sviluppo (aiuti climatici).

2.1.2 Il Green Deal europeo

Con una comunicazione della Commissione, a fine 2019 nasce la strategia del *Green Deal europeo*, a cui è seguita la risoluzione del Parlamento europeo del 15 gennaio 2020 [3] in risposta alla comunicazione. Il Green Deal europeo riformula su nuove basi l'impegno ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente. Prevede una visione olistica del tessuto economico, sociale e ambientale europeo per garantire una trasformazione integrata e basata sulla scienza, con uno sforzo comune di tutti i settori. Chiede che la crescita economica rispetti i limiti biologici e fisici della terra, affermando un'economia prospera, giusta, sostenibile e competitiva in tutte le regioni europee.

Il Green Deal mette l'accento sulla necessità di rilevanti investimenti pubblici e ancor maggiori investimenti privati, immaginando al contempo che l'Unione europea e gli Stati membri debbano garantire agli investitori affidabilità nel lungo termine, un contesto regolatorio-finanziario chiaro e adeguati incentivi fiscali e di mercato. Riconosce che i singoli Stati membri potrebbero avere traiettorie differenti nel raggiungere la neutralità climatica a seconda del punto di partenza (del proprio mix energetico) e delle risorse economiche a disposizione.

La strategia del Green Deal chiede che l'adattamento e la resilienza ai cambiamenti climatici siano considerati elementi cardine per valutare la spesa dell'Unione europea: la resilienza e l'adattamento ai cambiamenti climatici sono infatti due dei sei obiettivi della nuova tassonomia verde europea, che definisce quali attività economiche e quali investimenti possano definirsi sostenibili.

Con il Green Deal viene rinforzata l'idea di una transizione giusta, inclusiva e non discriminatoria e si chiede di predisporre le giuste leve finanziarie per le fasce a basso reddito.

In ambito industriale, nella visione di Commissione e Parlamento, la strategia europea dovrebbe incentivare le catene del valore di prodotti sostenibili, i modelli di business e i processi che ambiscono alla neutralità

⁴ il suolo, in particolare i primi 30-200 cm, contiene molto più carbonio rispetto alla biosfera e all'atmosfera e per questo è fondamentale ridurre la degradazione dello stesso ed aumentarne la qualità.

climatica, l'efficienza e la circolarità nell'uso delle risorse, ed evitare di produrre scarti tossici. Ciò, pur mantenendo la competitività internazionale ed evitando la delocalizzazione delle industrie. Il Green Deal vede dunque la necessità di investire nello sviluppo della bioeconomia sostenibile⁵, usando materiali naturali al posto di quelli con un'elevata impronta di carbonio (tra i settori più interessati: costruzioni, tessile, chimica ed energia). In quest'ottica, il Green Deal indica la necessità di garantire un quadro normativo chiaro e un adeguato incentivo economico per cogliere le opportunità dell'innovazione tecnologica. Sempre in ambito industriale, il Green Deal dà importanza al ruolo della digitalizzazione nel supportare la transizione ecologica, attraverso l'uso più efficiente delle risorse, il monitoraggio dei sistemi produttivi e la gestione delle tecnologie. Indica inoltre che si considerino gli impatti delle trasformazioni sulla forza lavoro e che siano predisposti piani per colmare le lacune che verranno a crearsi in termini di capacità e conoscenze.

In ambito energetico, il Green Deal ritiene necessario un mercato dell'energia ben funzionante, integrato con tutti i settori, competitivo e incentrato attorno al consumatore finale. Identifica inoltre l'importanza di un'adeguata interconnessione tra gli stati che garantisca l'integrità del mercato nel suo complesso. Insiste affinché i sussidi diretti e indiretti alle fonti fossili siano eliminati negli Stati membri. La strategia si concentra anche sull'efficienza: rispetto agli edifici, identifica la necessità di aumentare il tasso di rinnovamento, con particolare attenzione a scuole, ospedali e case in affitto (famiglie a basso reddito), e di trasformare gli attuali edifici in edifici a energia quasi zero (NZEBs). Il Parlamento evidenzia che tali investimenti non solo ridurrebbero le emissioni di un settore particolarmente emissivo, ma aumenterebbero il tasso di occupazione, sostenendo piccole e medie imprese.

Va menzionata l'attenzione della strategia verso l'utilizzo di tecnologie per la rimozione del carbonio, nei punti di emissione o direttamente dall'aria, per il successivo stoccaggio (CCS) o riutilizzo (CCU). Viene assegnata tuttavia priorità alla riduzione diretta delle emissioni e alle azioni volte ad aumentare e conservare i pozzi naturali di carbonio.

Il Parlamento sottolinea infine l'importanza che svolgono la ricerca e l'innovazione per raggiungere la neutralità climatica e un ambiente prospero (il 35% del budget del programma di promozione della ricerca *Horizon-Europe* sarà destinato al clima).

2.1.3 *Fit for 55*

Nel luglio del 2021, la Commissione europea ha proposto il pacchetto "*Fit for 55*" con cui delinea le politiche necessarie per ridurre le emissioni di gas a effetto serra del 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. Il nuovo obiettivo è frutto della necessità di rimanere coerenti con la volontà di raggiungere la neutralità climatica al 2050 come stabilito nel Green Deal e confermato dal Consiglio europeo a Dicembre 2020 [4]. Il pacchetto proposto è costituito da 17 documenti: due comunicazioni, cinque proposte di direttiva, otto proposte di regolamento e due proposte di decisione. In particolare, le proposte di direttiva riguardano: (i) il mercato europeo ETS, (ii) il settore aereo nel mercato ETS, (iii) la tassazione dei prodotti energetici, (iv) le fonti energetiche rinnovabili e (v) l'efficienza energetica. Le proposte di regolamento riguardano: (i) il meccanismo di aggiustamento della tassa alle frontiere europee in funzione dell'intensità carbonica, (ii) il fondo sociale per il clima, (iii) la riduzione delle emissioni annuali dei singoli Stati membri per i settori non-ETS (*effort sharing regulation*), (iv) l'uso del suolo e la silvicoltura, (v) il trasporto aereo sostenibile, (vi) l'uso di carburanti rinnovabili e a basso contenuto di carbonio nel settore marittimo, (vii) il rafforzamento degli

⁵ Per bioeconomia si intende ad esempio l'utilizzo di materiali da fonte rinnovabile quale legna come materiali da costruzione. L'aggettivo sostenibile sta a significare due cose: i) reperire i materiali da risorse e filiere a km zero o in prossimità dell'utilizzo (non da zone remote del pianeta come il pellet proveniente dal Canada), e ii) utilizzare i biomateriali con tassi che siano uguali o inferiori ai tassi di crescita (rigenerativi) degli stock naturali.

standard di emissione per autoveicoli e furgoni e infine (viii) lo sviluppo dell'infrastruttura per i carburanti alternativi.

Sebbene *Fit for 55* sia allo stato attuale una proposta (saranno necessarie più sedute del Consiglio europeo per discuterlo, negoziarlo ed eventualmente approvarlo), conoscere il pacchetto permette di comprendere la direzione in cui verosimilmente evolverà il contesto europeo. A tal fine, i punti più importanti delle proposte di regolamento e direttiva sono riassunti di seguito.

Nuovo mercato ETS

Nella proposta della Commissione, il nuovo mercato ETS europeo prevede l'ingresso del settore marittimo⁶ gradualmente dal 2023 al 2025 e relativamente al settore dell'aviazione che già partecipa al mercato, la progressiva eliminazione dal 2027 di quote gratuite dedicate. La proposta legislativa prevede una riduzione annuale delle emissioni ricadenti nel mercato ETS del 4,2% annuo, rispetto al 2,2% dell'attuale schema: ciò consentirebbe di ridurre del 61% le emissioni rispetto al 2005 (attualmente l'obiettivo al 2030 è del 43%). Si propone inoltre di rafforzare il potere del gestore del mercato di scambio per mantenere un equilibrio stabile tra domanda e offerta di quote, attraverso l'eliminazione dell'eccedenza (come accaduto in passato). La percentuale di permessi che possono entrare nella riserva stabilizzatrice del mercato sarà aumentata fino al 2023 dal 12 al 24% della soglia minima del numero totale di permessi in circolazione (poi costante al 24% dal 2023). La proposta contenuta nel pacchetto propone di mantenere la percentuale 24% anche dopo il 2023 poiché la stabilità e resilienza del mercato non sarebbe soddisfatta stando allo studio di valutazione di impatto. La novità più importante però riguarda la creazione di un nuovo mercato di scambio di quote di emissioni che comprenderebbe il settore degli edifici e il settore del trasporto stradale. Il sistema, che vedrebbe la luce nel 2025 e comporterebbe un tetto alle emissioni a partire dal 2026, è pensato per regolare i fornitori di combustibili piuttosto che i privati cittadini e sarebbe affiancato dal Fondo Sociale per il Clima.

Fondo Sociale per il Clima

Il Fondo Sociale per il Clima è uno strumento che la Commissione europea ha ideato per compensare gli effetti negativi dell'aumento del costo dei combustibili dopo che il settore civile e dei trasporti entreranno nel mercato di scambio di quote. Il fondo entrerà in funzione a partire dal 2025 per cessare nel 2032 e avrà una dotazione economica complessiva di 144,4 miliardi di € a prezzi correnti di cui 72,2 miliardi di € (all'Italia spetteranno circa 7,8 miliardi di €), che dovrebbero corrispondere al 25% dei ricavi attesi dal mercato di scambio dei permessi ad emettere carbonio di cui faranno parte il settore edifici e del settore trasporti. Le risorse saranno destinate alle famiglie a basso reddito, le microimprese e gli utenti più vulnerabili del trasporto, ovvero coloro che spendono una parte consistente del reddito per i propri fabbisogni di energia o in servizi di mobilità e difficilmente hanno accesso ad alternative economiche. Il fondo non è ripartito in parti uguali tra gli Stati membri ma considera le differenze di reddito pro capite e prende in considerazione la percentuale di popolazione in stato di povertà assoluta o povertà energetica. Il fondo ha il duplice scopo di compensare gli impatti del nuovo mercato ETS e di ridurre il consumo di combustibili fossili dato che le risorse finanzieranno interventi di efficienza energetica negli edifici e incentivi per convertirsi alla mobilità a zero emissioni. È istituito un sistema per gestire le richieste, eseguire i pagamenti e monitorare l'implementazione del fondo. Inoltre, ogni Stato membro dovrà redigere il proprio "piano sociale per il clima" in cui definisce le misure e le risorse finanziarie ad esse associate.

⁶Le emissioni coperte dal mercato ETS riguarderebbero le tratte marittime intra-UE, la metà di quelle extra-UE e le emissioni che hanno luogo durante l'ormeggio in porto.

Carbon Border Adjustment Mechanism

Viste le differenti ambizioni climatiche degli stati extra-EU, la Commissione cercherà di lavorare con l'organizzazione mondiale del commercio (WTO) e in conformità alle sue regolamentazioni al fine di implementare una tassa sul carbonio che equilibri le differenze emissive per le merci in ingresso nel mercato unico. Con tale approccio si intende evitare la delocalizzazione delle imprese maggiormente emmissive, proteggendo l'industria europea dalla concorrenza estera (assicurando così un *level playing field*). Il meccanismo è strutturato affinché un importatore di prodotti provenienti dal mercato extra-UE abbia l'obbligo di comprare dei certificati di carbonio equivalenti all'emissione attribuibile allo stesso bene ipoteticamente prodotto in Europa. Concretamente il prezzo del certificato dipenderà dal prezzo medio settimanale stabilito tramite asta (€/tonCO₂). Tuttavia, nel caso in cui il produttore del bene dimostrasse di pagare una tassa sul carbonio in un paese terzo, tale quota verrebbe dedotta all'importatore europeo. Nella proposta della Commissione, il processo di implementazione sarà graduale: dal 2023 coinvolgerà solo i settori più esposti alla delocalizzazione (cemento, acciaio e alluminio, fertilizzanti e generazione di elettricità) per consentire ai paesi esteri di adeguarsi; sarà poi esteso, dopo una valutazione generale sul suo funzionamento, a tutti i prodotti importati, entrando in pieno esercizio dal 2026⁷.

Effort Sharing Regulation

L'impegno di riduzione annuale delle emissioni di gas a effetto serra dei singoli Stati membri per i settori esclusi dal mercato ETS è attualmente regolata dall'*effort sharing regulation*. Il nuovo obiettivo europeo implicherebbe una riduzione per questi settori del 40% rispetto al 2005 e l'Italia dovrà incrementare il proprio sforzo dal 33% al 43% rispetto al 2005. Il regolamento permette diverse forme di flessibilità, poichè i permessi di emissione possono essere: (i) accantonati momentaneamente in un deposito virtuale per essere utilizzati negli anni successivi per tenere conto delle fluttuazioni del PIL e delle politiche climatiche (esiste tuttavia un limite, pari a metà dello sforzo di riduzione, rispettivamente per il periodo 2021-2025 e per il periodo 2026-2031); (ii) presi in prestito limitatamente dall'anno successivo; (iii) comprati e venduti tra i paesi aderenti al sistema (Stati membri più Islanda e Norvegia) permettendo una riduzione delle emissioni efficace dal punto di vista del sistema economico complessivo (uno stato con maggiore facilità di riduzione potrà incrementare il proprio sforzo a favore di un altro stato con maggiori difficoltà).

Un nuovo meccanismo di flessibilità permette agli Stati membri che hanno un target di riduzione maggiore della media europea e del proprio potenziale, di utilizzare una quota limitata di emissione dei settori ETS per compensare le emissioni dei settori non ETS. Il limite massimo di emissioni compensabili è pari al 2% annuo per il periodo 2021-2030, fatta eccezione per Irlanda, Lussemburgo e Islanda, a cui il limite è stato posto pari a 4%. La somma di tutte le quote compensabili con questo meccanismo di flessibilità deve essere inferiore a 107 milioni di tonnellate. Un secondo meccanismo prevede la possibilità di utilizzare fino a 262 milioni di permessi generati dal settore LULUCF (Land Use, Land Use Change and Forestry) per tutto il periodo fino al 2030.

⁷ Un meccanismo simile è presente in California che regola l'elettricità importata nel paese. Sono diversi gli studi che cercano di valutare l'impatto che una tale politica potrebbe avere sulle emissioni globali di CO₂.

Energia rinnovabile ed efficienza energetica

La proposta di direttiva sull'energia rinnovabile definisce e incrementa il target al 2030 per le rinnovabili, dal 32% al 38-40% sui consumi finali di energia. La proposta non pone vincoli (minimi o massimi) sulle tecnologie utilizzate per raggiungere l'obiettivo; tuttavia, i singoli settori avrebbero incrementi vincolati: ad esempio, la presenza delle rinnovabili sui consumi finali nel settore industriale e nel riscaldamento dovrà crescere almeno del 1,1% annuo. La nuova direttiva prevede inoltre di inserire le strategie europee sull'integrazione del sistema energetico e sull'idrogeno che sono state pubblicate nel 2020. La strategia sul sistema energetico prevede una pianificazione integrata affinché il sistema funzioni come un unico grande soggetto che ben colleghi le infrastrutture e i diversi settori. La strategia sull'idrogeno (descritta in dettaglio al capitolo 2.5.2) pone degli obiettivi di produzione e penetrazione negli usi finali (in particolare industria e trasporti).

Anche per l'efficienza energetica è richiesto uno sforzo maggiore, arrivando a una contrazione dei consumi primari del 39% e finali del 36%. Gli Stati membri dovrebbero avere un tasso di riduzione dei consumi finali pari all'1,5% annuo dal 2024 al 2030, rispetto allo 0,8% attuale. La direttiva indirizza le scelte per mezzo del principio dell'*energy efficiency first* (si veda l'approfondimento nel box 1).

La Figura 2.1 è utile a osservare quali sono i settori e la tipologia delle misure su cui si concentrano le politiche di efficienza energetica dei diversi Stati membri. In particolare, si nota che il settore degli edifici e dei trasporti mostrano il maggior numero di misure messe in campo (ultima colonna) e le tipologie più frequenti sono di tipo economico e regolatorio. Inoltre, l'ultima riga conferma che le tipologie di misure scelte

Box 1 - Approfondimento: Energy Efficiency first

L'Unione europea considera il perseguimento dell'efficienza energetica una politica climatica di primaria importanza, che dovrebbe essere la scelta privilegiata delle decisioni pianificatorie e di investimento. Il concetto è conosciuto come principio dell'*Energy Efficiency first*, ovvero "*Efficienza Energetica prima di tutto*" e prevede cioè di considerare, all'interno di una pianificazione energetica, investimenti efficienti dal punto di vista tecnico, economico e ambientale, volti sempre a garantire il raggiungimento degli obiettivi (per esempio, a parità di energia rinnovabile, una riduzione della domanda significa una maggiore penetrazione rinnovabile). Il principio ha il duplice beneficio di ridurre sia l'impatto sull'ambiente, sia la spesa energetica. L'Europa, infatti, punta sull'efficienza energetica non solo per la decarbonizzazione dei consumi e per il contrasto al cambiamento climatico, ma anche per migliorare e rafforzare il suo ruolo nel mercato energetico, essendo ancora dipendente dall'importazione per il 53% dell'energia consumata. In tutta Europa si attuano quindi misure volte a migliorare l'efficienza energetica nei diversi settori.

L'obiettivo europeo sull'efficienza energetica al 2030 prevede attualmente un miglioramento del 32,5% rispetto alla baseline di riferimento; tuttavia, la proposta della direttiva contenuta nel pacchetto *Fit for 55* prevede un incremento minimo pari al 36%. Le misure attualmente in vigore negli Stati membri non sono sufficienti a raggiungere nemmeno l'obiettivo precedente (sarebbe necessario incrementare del 2,8% il contributo per l'energia primaria e del 3,1% per l'energia finale). In relazione alla proiezione baseline PRIMES 2007, 9 stati hanno ambizioni superiori o uguali al target 32,5%: Lituania (-50%), Lettonia (-47%), Romania (-46%), Grecia (-44%), Italia (-43%) in termini di energia primaria. Per quanto riguarda l'energia finale, i più ambiziosi sono: Lituania (-58,4%), Bulgaria (-57,4%), Romania (-45,1%), Francia (-55,1%), Grecia (-55%). Secondo il Joint Research Centre (JRC), delle 1394 misure di efficienza energetica che si trovano nei NECP degli Stati membri, la maggior parte (495) sono di carattere economico, seguite da misure regolatorie (332), informative (197), pianificatorie (191) e fiscali (144). Il più assistito è il settore trasporti (363), seguito da edifici (304), residenziale (197) e servizi (161) [5] (si veda la Figura 2.1).

considerando tutti i settori sono di tipo economico e regolatorio seguite da misure informative, pianificatorie e fiscali.

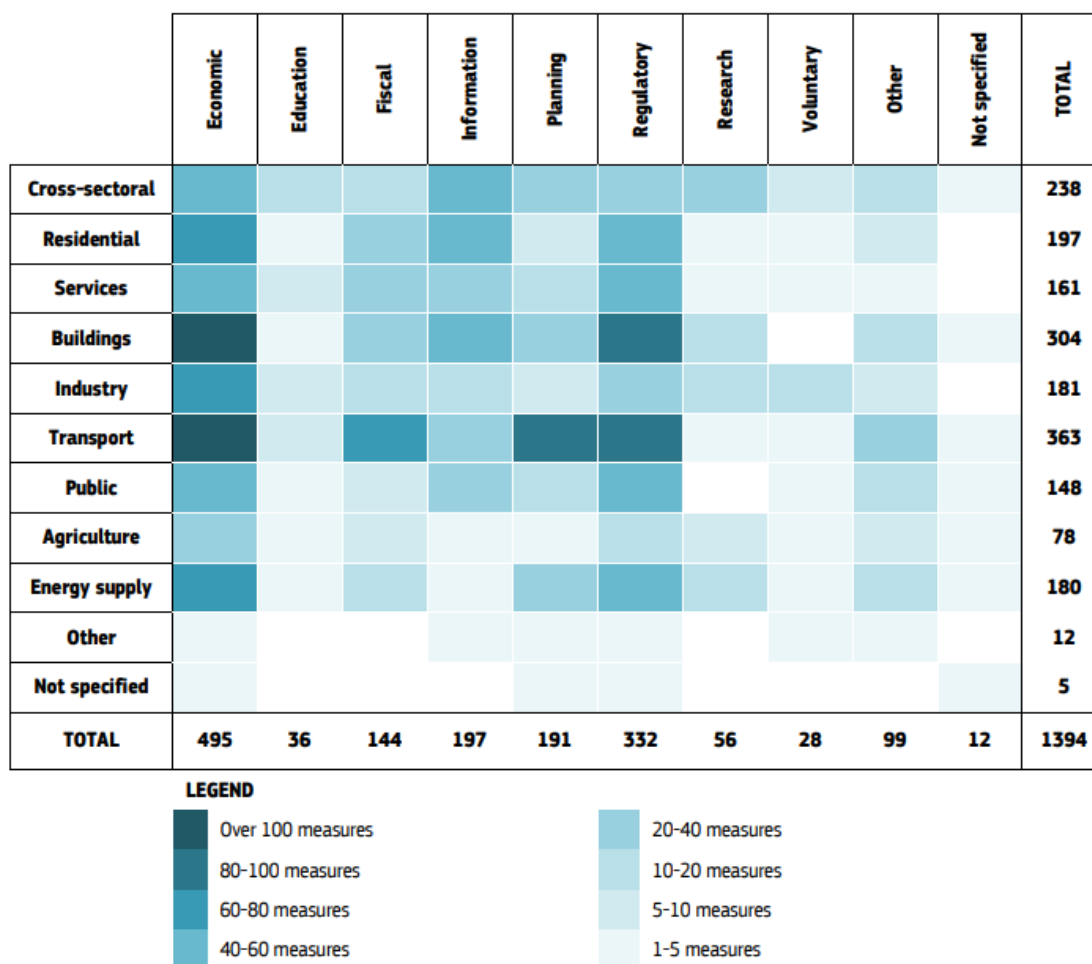


Figura 2.1 Misure circa l'efficienza energetica presentate nei NECP dei 27 Stati EU per settore e tipo di politica adottata
(Fonte: JRC, 2020 [5])

Tassazione sull'energia

La revisione della direttiva sulla tassazione dell'energia si concentra su due principali riforme: (i) una nuova struttura fiscale basata sul contenuto energetico e sulla prestazione ambientale e (ii) l'allargamento a prodotti sinora oggetto di riduzioni o esenzioni (e.g. il kerosene avio e l'olio combustibile bunker). I carburanti convenzionali, come benzina e diesel, saranno soggetti a una tassazione minima di 10,75 €/GJ nel settore dell'autotrazione e di 0,9 €/GJ in quello del riscaldamento. Il gas naturale, il GPL e gli altri carburanti fossili, che, secondo la proposta, potrebbero fornire supporto alla decarbonizzazione nel medio termine, vedranno ridursi di un terzo il carico fiscale minimo (i.e. 7,17 €/GJ per autotrazione e 0,6 €/GJ per riscaldamento), in un periodo transitorio di 10 anni. I biocarburanti vedranno dimezzato il contributo fiscale (i.e. 5,38 €/GJ e 0,45 €/GJ). Il contributo di tassazione minimo più basso, ovvero 0,15 €/GJ, si applicherà all'elettricità (indipendentemente dal suo utilizzo), ai biocarburanti avanzati, al biogas e infine ai carburanti rinnovabili di origine non biologica, come l'idrogeno verde. L'idrogeno low-carbon, potendo fornire supporto alla decarbonizzazione nel medio termine, beneficerà della stessa tassazione per un periodo transitorio di 10 anni.

ReFuel Aviation e FuelEU Maritime

Le proposte di regolamento “*ReFuelEU Aviation*” e “*FuelEU Maritime*” per i settori dell’aviazione e marittimo fissano obiettivi specifici per l’uso di biocarburanti sostenibili. In particolare, il settore aereo dovrebbe utilizzare una quota pari al 2% entro il 2025, il 5% al 2030, il 20% al 2035 per arrivare al 63% al 2050. Il settore marittimo invece opterebbe per una crescente riduzione dell’intensità di gas-serra dell’energia utilizzata dalle navi: 2% al 2025, 6% al 2030, 13% al 2035 e infine 75% al 2050.

Land Use, Land Use Change and Forestry

La proposta di regolamento prevede l’aumento dello sforzo del settore LULUCF, con l’obiettivo di rimuovere dall’atmosfera 310 MtCO₂-eq nel 2030. Le emissioni nette del settore suolo (che comprende le emissioni climalteranti del settore agricolo e di quello LULUCF) dovranno inoltre annullarsi entro il 2035. Il regolamento propone di rinforzare l’obbligo per gli Stati membri di inviare i piani integrati di mitigazione per l’uso del suolo e migliorare il monitoraggio del settore tramite tecnologie digitali; contemporaneamente chiede un allineamento con le politiche inerenti alla biodiversità e la bioenergia. Gli Stati membri devono quindi porre particolare attenzione ai pozzi di carbonio⁸ che naturalmente sono in grado di catturare carbonio e che possono incrementare il proprio contributo attraverso un miglioramento della qualità degli ecosistemi e dei servizi ecosistemici annessi. Anche il settore agricolo può contribuire allo stoccaggio di carbonio con pratiche agricole efficienti e innovative che evitino l’impoverimento di carbonio del terreno ed anzi ne consentano lo stoccaggio negli strati superficiali.

2.2 La strategia di decarbonizzazione italiana

In questa sezione vengono presentati gli obiettivi e le linee strategiche nazionali in ottica di decarbonizzazione del sistema energetico. In particolare, viene definito il contesto identificato dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) e la strategia di lungo termine (LTS). Completa la sezione una descrizione degli strumenti modellistici utilizzati nella definizione dei primi due (box 2).

2.2.1 Piano Nazionale Integrato Energia e Clima

Il PNIEC, acronimo di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, pubblicato nel dicembre 2019 [6], accoglie gli obblighi definiti dal Regolamento europeo sulla governance dell’Unione dell’energia e l’azione per il clima (EU/2018/1999) e definisce i traguardi nazionali da raggiungere nel 2030, orizzonte temporale identificato come una tappa intermedia verso una decarbonizzazione profonda del settore energetico entro il 2050. A tale fine, definisce fra i principali obiettivi la riduzione delle emissioni di gas climalteranti del 33% rispetto al 2005 per tutti i settori non ETS (Emission Trading System), mentre, per gli impianti vincolati dalla normativa europea ETS, recepisce gli obiettivi comunitari di una riduzione del 43%, sempre tenendo in considerazione come riferimento l’anno 2005. Va notato che i Piani dell’Italia e degli altri Stati membri andranno rivisti in ottica di integrazione dei nuovi obiettivi di riduzione (-55% al 2030 vs. 1990).

Il PNIEC fissa il traguardo di energia prodotta da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) sui consumi finali lordi di energia pari al 30% nel 2030, contro l’attuale 17%. Nel settore dei trasporti tale contributo è fissato al 22%, mentre per i consumi finali lordi nel settore civile (riscaldamento e raffrescamento), è definito un obiettivo di incremento annuo (indicativo) pari all’1,3%. Alla maggiore penetrazione di fonti di energia rinnovabile

⁸ La definizione di pozzo di carbonio riguarda la capacità degli ecosistemi di assorbire una parte della CO₂ emessa dalle attività umane in atmosfera. I pozzi di carbonio sono le foreste, il suolo e gli oceani. In particolare, qui ci si riferisce a suolo e foreste la cui gestione potrebbe portare ad un aumento dello stock di carbonio negli ecosistemi.

viene affiancato l'obiettivo di ridurre i consumi di energia primaria indicativamente del 43% rispetto allo scenario PRIMES 2007⁹.

Nel perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione, nei settori coperti dal sistema di scambio quote EU ETS (e.g. termoelettrico e industria energivora) saranno promossi prezzi della CO₂ crescenti, in parallelo all'abbandono (phase out) del carbone, programmato entro il 2025, purché siano realizzate le necessarie infrastrutture e gli impianti sostitutivi, come unità termoelettriche addizionali, alimentate a gas, per il mantenimento dell'adeguatezza del sistema. L'efficienza energetica verrà perseguita attraverso un mix di strumenti di natura fiscale, regolatoria ed economica, calibrati ad hoc per settori di intervento e tipologia di destinatari finali. Nel settore edilizio, per esempio, l'efficientamento potrà essere perseguito con misure di riqualificazione energetica. Per i trasporti si intendono favorire invece politiche per l'incremento della mobilità collettiva, in particolare su rotaia, prevedendo anche il trasferimento di quote del trasporto merci dal trasporto su gomma a quello su ferro.

Nel settore della generazione elettrica, gli obiettivi di penetrazione di rinnovabili permetteranno nel 2030 di coprire il 55% dei consumi finali elettrici lordi con FER, rispetto al 34,1% del 2017. Verrà installata nuova capacità, preservando e potenziando laddove possibile il parco esistente, attraverso azioni di revamping o repowering degli impianti (e.g. nell'eolico esistente attraverso corpi macchine più efficienti).

Nel settore termico si intende invece incoraggiare il rinnovo di sistemi di generazione di energia termica e frigorifera con impianti più efficienti e meno emissivi, favorendo soluzioni come le pompe di calore, dotate di un elevato rendimento rispetto ai sistemi tradizionali (e.g. caldaie a gas). Queste opzioni potranno essere integrate con una diffusa riqualificazione del parco edilizio esistente, con il recupero e la valorizzazione di biomasse locali in ottica di economia circolare o prevedendo soluzioni di centralizzazione della generazione (e.g. teleriscaldamento).

Nel settore dei trasporti si intende raggiungere gli obiettivi attraverso un maggiore impiego di biocarburanti avanzati o di carburanti rinnovabili non biologici (e.g. idrogeno), in concomitanza con un'importante elettrificazione del parco circolante, con l'obiettivo di quasi 6 milioni di autoveicoli ad alimentazione elettrica circolanti e la definizione di quote obbligatorie di veicoli elettrici per il trasporto pubblico.

2.2.2 *Strategia di Lungo Termine*

La *Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra* (o LTS), pubblicata nel gennaio 2021 [7], recepisce il *Regolamento (UE) 2018/1999* dell'11 dicembre 2018, e restituisce delle linee guida per perseguire l'obiettivo di decarbonizzazione completa entro il 2050. Nelle analisi presentate nel documento vengono studiati alcuni scenari in cui sono raggiunti anche gli obiettivi intermedi definiti per il 2030 con il PNIEC.

Per poter raggiungere il traguardo di zero emissioni nette di gas climalteranti, viene stimata una riduzione di circa il 40% dei consumi finali rispetto ai valori odierni. Questa riduzione deve essere perseguita prevedendo un ulteriore sforzo di efficientamento energetico e di sostituzione con fonti di energia rinnovabile. Nel settore edifici, residenziali e commerciali, vengono previsti tassi di riqualificazione annuale fino a circa il 2% (di cui 80% di rinnovamento profondo), mentre nel settore dei trasporti si prevede una riduzione significativa del parco circolante, attraverso una robusta migrazione dalla mobilità privata al trasporto pubblico/condiviso.

⁹ Si tratta di uno scenario del sistema energetico ottenuto con lo strumento modellistico PRIMES, che simula il sistema energetico europeo (o anche solo dei singoli Stati membri UE) con equilibrio economico parziale.

La riduzione dei consumi si accompagna nella strategia ad una profonda ricomposizione delle fonti energetiche impiegate. La LTS prevede un impiego del vettore elettrico superiore al 50%, con differenze sostanziali nei settori (e.g. nella mobilità su gomma, dove le autovetture saranno prevalentemente elettriche), ma nel complesso prevedendo una copertura di almeno l'85-90% dei consumi finali attraverso fonti rinnovabili (comprendendo non solo elettricità, ma anche idrogeno e biometano). A tal fine, per la produzione elettrica è atteso più che un raddoppio, raggiungendo circa 600-700 TWh annui, di cui almeno il 95% coperto da FER. Si prevede una capacità installata di fotovoltaico pari a 200-300 GW (10-15 volte quella attuale), richiedendo sistemi di accumulo che si assestino attorno ai 30-40 GW. Impiegando queste soluzioni, le emissioni residue da usi energetici dovrebbero assestarsi in un intervallo di 15-35 Mton di CO₂-eq, concentrate nel settore industriale (con un azzeramento nei settori dei trasporti e civile), a cui si aggiungerebbero circa 50 Mt di CO₂-eq nei settori non energetici (e.g. agricoltura e allevamento). Queste dovrebbero quindi essere "azzerate" sfruttando l'assorbimento del comparto forestale e prevedendo degli impianti per la cattura e lo stoccaggio della anidride carbonica (CCS).

Box 2 – Scheda di approfondimento: gli strumenti modellistici per gli scenari nazionali

Gli scenari del sistema energetico, su cui vengono costruiti i piani e le strategie, per l'Italia e per altri Paesi, sono normalmente supportati da strumenti modellistici. Per l'Italia, sono utilizzati in particolare due strumenti: un modello che considera gli investimenti nel lungo termine, basato sul framework TIMES di IEA-ETSAP e un simulatore di mercato elettrico zonale sviluppato da RSE [110], chiamato SMTSIM (stochastic Medium Term SIMulator).

Il modello TIMES è un modello tecnico-economico di ottimizzazione lineare di tipo bottom-up. TIMES parte da una descrizione delle domande di servizi, dei processi e delle tecnologie per indicare il mix tecnologico ottimale. Quest'ultimo è individuato tramite la minimizzazione del costo totale attualizzato dell'intero sistema energetico sull'orizzonte temporale considerato. I vincoli del problema di ottimizzazione permettono di ricreare limiti fisici e tecnici (e.g. potenziale di risorse), vincoli ed obiettivi politici (e.g. riduzione delle emissioni). Nell'approccio sistemico, ogni tecnologia rappresentata è caratterizzata da propri parametri ma è anche inserita in un contesto di interdipendenza con le altre (e.g. l'output di un processo può essere l'input di un altro processo). Il modello definisce dunque un percorso ottimale di evoluzione del sistema energetico lungo l'orizzonte temporale, rispettando determinati obiettivi (es. decarbonizzazione). Va notato che, per contenere la capacità e i tempi di calcolo necessari, in questo genere di modelli vengono fatte normalmente importanti aggregazioni temporali, spaziali, e per affinità tecnologica. Richiedono dunque integrazioni in alcuni segmenti specifici.

Il modello SMTSIM è invece uno strumento che simula il sistema elettrico (generazione e trasmissione) determinando il dispacciamento orario del parco di generazione su di un orizzonte temporale annuale, con dettaglio per zona di mercato elettrico. Anche questo strumento si basa su un problema di programmazione lineare: viene minimizzato il costo totale di funzionamento del sistema elettrico mentre vengono replicati i limiti fisici di bilanciamento, di stabilità, di flessibilità delle unità di generazione, di transito tra le zone del mercato elettrico, margini di riserva necessari, ecc. Nell'ambito degli scenari per i piani e le strategie, SMTSIM è utilizzato in accoppiamento al TIMES per l'analisi dei flussi orari di energia che potrebbero interessare il sistema elettrico in determinate condizioni future. Tale accoppiamento permette di evidenziare eventuali criticità in termini di generazione in eccesso o energia non fornita, necessità di accumulo o investimenti di rete.

2.3 Evoluzione del mercato elettrico

La penetrazione di rinnovabili elettriche non programmabili e la sempre maggiore elettrificazione dei servizi richiedono un mercato sempre più dinamico e integrato, che sappia gestire l'esigenza di flessibilità, sia dal lato della generazione, sia dal lato della domanda. In questa sezione viene fornita una panoramica dell'evoluzione del mercato elettrico, dal mercato interno dell'elettricità in Europa (sezione 2.3.1), all'evoluzione del mercato italiano (sezione 2.3.2). Si rimanda invece all'*appendice A* per una descrizione allo stato attuale del sistema elettrico e del mercato elettrico in Italia, con un focus anche sulle reti di distribuzione presenti sul territorio regionale.

2.3.1 Il mercato interno dell'Energia

La Direttiva 2019/944 del 5 giugno 2019 sulle *"Norme comuni per il mercato interno dell'elettricità"* [8] fa parte del quarto pacchetto legislativo dell'UE sull'energia, denominato *"Clean energy for all Europeans"* [9], accompagnata dal Regolamento 2019/943 del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'elettricità in Europa [10]. La direttiva avrebbe dovuto essere recepita nel quadro normativo nazionale entro il 31 dicembre 2020 mentre il regolamento non necessita di alcun recepimento ed è applicato dal 1° gennaio 2020.

I due documenti propongono regole comuni per la generazione, la trasmissione, la distribuzione, l'accumulo di energia, la fornitura di elettricità, la protezione dei consumatori, al fine di creare mercati dell'elettricità realmente integrati, competitivi, centrati sul consumatore, flessibili, equi e trasparenti. L'obiettivo finale è aumentare (i) l'integrazione dell'elettricità da fonti rinnovabili, (ii) la libera concorrenza, (iii) la sicurezza dell'approvvigionamento e (iv) garantire prezzi e costi dell'energia accessibili e trasparenti per i consumatori.

Per quanto riguarda la competizione sul mercato, le leggi di ogni Stato membro non devono ostacolare il commercio elettrico internazionale e quindi la possibilità di acquisto o vendita transfrontaliera di energia. Inoltre, il mercato deve essere aperto a tutte le diverse risorse, inclusi la generazione distribuita (GD), la generazione da fonti rinnovabili, i sistemi di accumulo e i carichi intelligenti (quali ad esempio la mobilità elettrica con algoritmi V1G e V2G). La compravendita transfrontaliera di energia deve avvenire secondo la regolazione attraverso aste esplicite o implicite, che tengano presenti i flussi massimi di trasmissione: i gestori di rete non possono limitare la capacità di interconnessione resa disponibile al mercato e almeno il 70% della capacità di interconnessione deve essere sempre commerciabile sui mercati elettrici all'ingrosso.

Un capitolo importante del mercato interno dell'elettricità è la possibilità per le risorse distribuite di presentarsi come una sola entità sui mercati elettrici, tramite il processo di "aggregazione" delle risorse. L'aggregazione è utile per le risorse distribuite che vogliano raggiungere un peso compatibile con la partecipazione ai mercati per i servizi ancillari. In Italia, il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) si sta adeguando con progetti pilota che confluiranno in un Testo Integrato per il Dispacciamento Elettrico (TIDE) atto a consolidare la partecipazione di Unità Virtuali Abilitate (UVA) o Virtual Power Plant (VPP) costituiti da risorse distribuite aggregate. Le offerte della UVA aggregata vengono presentate da un Balancing Service Provider (BSP) che rappresenta un portafoglio di risorse sul MSD. Piattaforme internazionali dedicate (TERRE, MARI, PICASSO) permettono lo scambio transfrontaliero di servizi ancillari [11].

La Direttiva prevede che tutti gli Stati membri assicurino la diffusione nei loro territori di smart meter poichè la partecipazione attiva dei consumatori elettrici al mercato può essere ottenuta tramite l'installazione estensiva degli stessi. In Italia il processo di installazione di smart meter di prima generazione è avvenuto tra il 2001 e il 2011, mentre smart meter di seconda generazione sono in messa in servizio a carico delle imprese

distributrici a partire dal 2017¹⁰. Gli smart meter sono funzionali alla partecipazione della domanda al mercato interno dell'elettricità in quanto permettono, ad esempio, una lettura dati di consumo in tempo reale che può essere sia studiata per caratterizzare il profilo di utilizzo del cliente, ma anche utilizzata come mezzo di flessibilità per il sistema poiché il cliente potrebbe fornire servizi alla rete semplicemente modificando il proprio profilo di consumo elettrico. La flessibilità apportabile dalla modifica del profilo di consumo del cliente si può riassumere con il termine demand response.

Il mercato interno dell'elettricità stimola anche, con diversi strumenti, le iniziative dei consumatori per l'autoconsumo locale. In particolare, con la direttiva sono proposti gli strumenti delle Comunità Energetiche Rinnovabili e dell'autoconsumo collettivo per l'implementazione in ogni Stato Membro.

2.3.2 *Evoluzione del mercato elettrico in Italia*

Il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) e il mercato di bilanciamento (MB) presentano la maggiore evoluzione negli ultimi anni. Questo perché, con una maggior penetrazione di rinnovabili non programmabili e di generazione distribuita (GD), la possibilità di sbilanciamenti tra produzione e consumo aumenta. Di conseguenza, sono richiesti alle unità produttive dei flussi di potenza dedicati a mantenere l'equilibrio e i parametri del sistema (appunto, i servizi ancillari). Questi due mercati stanno evolvendo nelle seguenti direzioni, sulla direzione anche della regolazione europea (Electricity Regulation[12]).

- Viene testata l'apertura del MSD e MB alla GD e alle varie risorse (rinnovabili, accumuli, ecc.). Tradizionalmente, questi mercati sono aperti ai soli impianti convenzionali rilevanti (di grande taglia), ma ciò non è più efficace in un sistema maggiormente penetrato dalla GD.
- Viene testata l'introduzione di servizi ancillari più prestazionali, ai fini di verificare la possibilità per le nuove risorse di migliorare la fornitura di servizi rispetto ai livelli tradizionali.

A questo fine, a partire dalla Delibera 300/2017 dell'ARERA [13], vari progetti pilota sono stati introdotti nella regolazione. I due principali esempi sono:

- il progetto pilota *UVAM* (Unità Virtuali Abilitate Miste), che coinvolge le risorse distribuite, sia di produzione (GD) sia di consumo (carichi flessibili o intelligenti), nella fornitura di servizi ancillari. In particolare, al 2020 risultano contrattualizzate in questo progetto 1350 MW di risorse, di cui il 75% nel nord Italia. Questo progetto rappresenta una opportunità per distretti energetici, quali ad esempio poli industriali in cui siano presenti sistemi di generazione elettrica (motori, turbine, cogeneratori), accumuli o carichi flessibili, di partecipare direttamente al mercato MB e beneficiare di un flusso di cassa addizionale (fino a 30 000 €/MW/anno);
- il progetto pilota *Fast Reserve* coinvolge unità ad alte prestazioni, quali ad esempio i sistemi di accumulo a batteria, nella fornitura di un nuovo servizio ancillare "rapido". Sono stati contrattati per ora 120 MW di risorse (soprattutto batterie) nel centro nord, che ricevono una remunerazione annua media di 23 500 €/MW/anno.

Questi progetti pilota, verranno possibilmente integrati nella regolazione definitiva. Essa verrà definita nel Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico, al momento in consultazione [14].

¹⁰ i piani di messa in servizio dei principali distributori sono reperibili sul sito dell'ARERA [101].

2.4 Strategia industriale comune sulle batterie

I sistemi di accumulo (SdA) saranno elementi chiave della decarbonizzazione. Questo vale in particolare per le batterie, sia per quanto riguarda il loro possibile supporto al sistema elettrico, sia come elemento abilitante per l'elettrificazione dei trasporti. Se ad oggi nel mercato la capacità installata per applicazioni stazionarie è maggioritaria, da qui al 2030 la quota di batterie dei veicoli elettrici diventerà preponderante. La capacità di produzione industriale di batterie si prospetta dunque essere un asset importante. Ad oggi essa è - e rimane nelle stime riguardanti il prossimo futuro - una prerogativa dell'industria cinese, che detiene più del 60% della capacità produttiva. L'Europa potrà tuttavia rappresentare già nel 2022 l'8% dell'industria mondiale [15]. In Figura 2.2 si può vedere il dettaglio nazionale ad oggi e fino al 2023 per la capacità produttiva, in GWh annui.

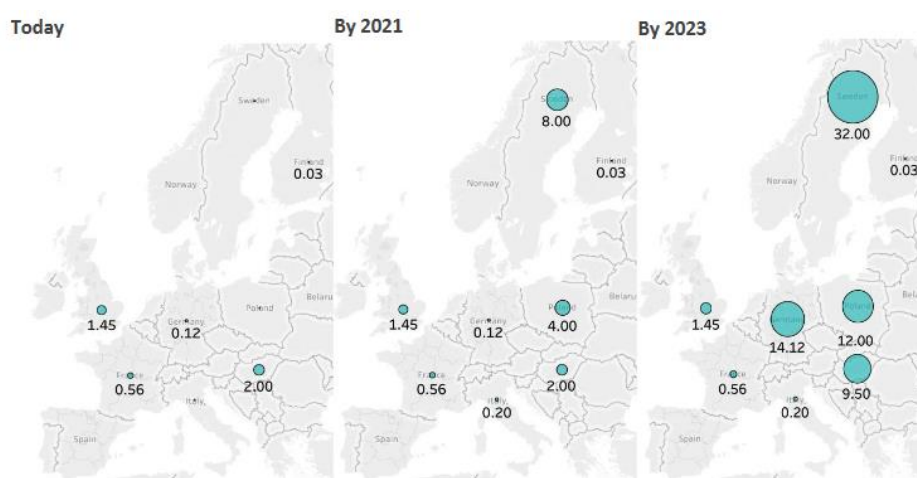


Figura 2.2 Mappa della capacità produttiva di batterie attuale (2019) e attesa in Europa in GWh/annui [15]

La quantità di 0,2 GWh/anno per l'Italia è una stima al ribasso rispetto a quanto prospettato per il polo industriale di SERI/FAAM, operativo dal 2021 a Teverola, in Campania. Il centro della produzione europea può essere considerato il centro-nord Europa, ma recenti annunci potrebbero prospettare un'evoluzione del quadro, che rimane molto dinamico, anche in Italia¹¹. Sulla produzione di batterie esistono due importanti iniziative strategiche in Europa: il Piano d'Azione Strategico per le Batterie e la European Battery Alliance, presentati di seguito.

2.4.1 Strategic Action Plan on Batteries

La produzione di sistemi di accumulo (SdA) a batteria avverrà principalmente all'interno di grandi complessi industriali denominati "gigafactory". Il modello prevede generalmente di integrare più di uno dei livelli della catena di valore delle batterie: la produzione, l'integrazione nel sistema, il riuso del SdA in ottica di seconda vita, il recupero di materiale in un'ottica di economia circolare. La realizzazione di poli industriali in questa direzione è tra le linee guida del piano d'azione strategico per le batterie (*Strategic Action Plan on Batteries*) del 2018 della Commissione europea [16]. Il piano si fonda infatti su sei principali linee guida:

1. assicurare l'approvvigionamento sostenibile di materie prime è il primo obiettivo, per garantire una transizione equa a livello ambientale e sociale.
2. supportare progetti europei su tutta la catena di valore delle batterie.
3. rafforzare la coesione tra ricerca e comparto industriale.

¹¹ Stellantis a Termoli (Molise): [102]; Italtel a Scarmagno (Piemonte): [103]

4. sviluppare una forza lavoro di alto livello nelle varie parti della catena del valore.
5. supportare una sicura e sostenibile catena del valore, per arrivare a una produzione sostenibile di batterie in coerenza con i principi dell'economia circolare. La catena di valore prevede infatti anche il "recycling", nelle varie forme di riuso, recupero e seconda vita.
6. assicurare la consistenza e coerenza dello sviluppo con il contesto regolatorio abilitante al mercato e alla coordinazione con il sistema elettrico. Questo perché, come descritto nel seguito, la regolazione è in grande evoluzione ai fini di integrare efficacemente le nuove risorse, tra cui le rinnovabili e i SdA, nel sistema elettrico in via di decarbonizzazione.

2.4.2 European Battery Alliance

La *European Battery Alliance* (EBA) è una strategia di collaborazione attorno al tema delle batterie, lanciata dal vicepresidente della Commissione europea Maroš Šefčovič nell'ottobre 2017. L'obiettivo immediato dell'EBA è quello di creare una catena del valore di produzione competitiva in Europa con al centro le celle a batteria sostenibili e catturare così un mercato del valore di 250 miliardi di € all'anno. La necessità di promuovere la ricerca e l'innovazione nel campo delle batterie per raggiungere gli obiettivi identificati è riconosciuta dai responsabili politici, dai partner industriali e dai centri di ricerca. La rete dell'EBA è riportata schematicamente in Figura 2.3.

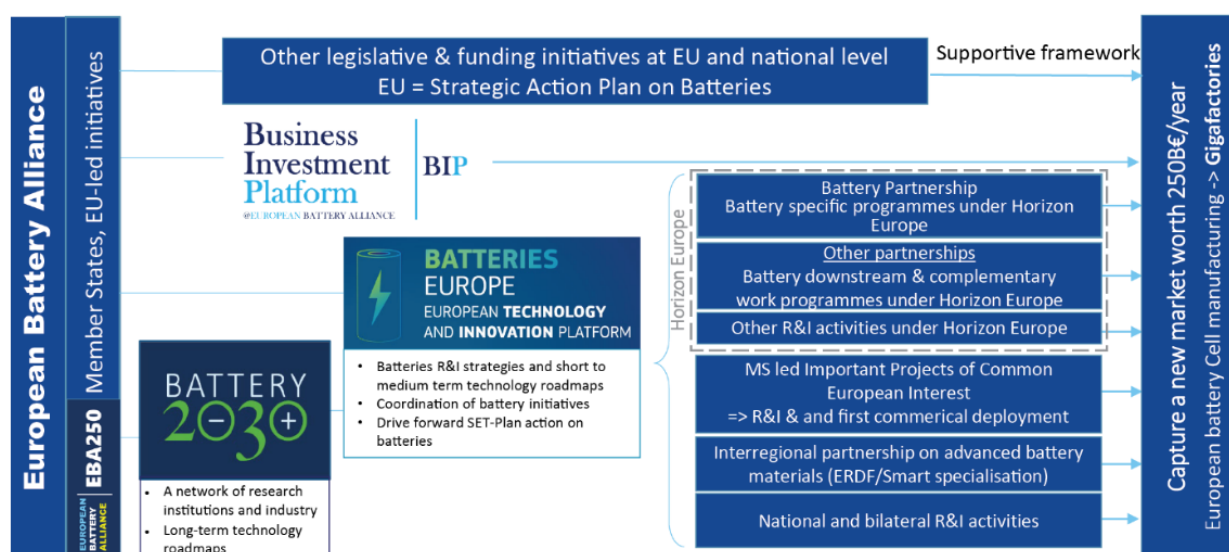


Figura 2.3 Panoramica dell'ecosistema inerente alla European Battery Alliance

EBA250 è il contenitore industriale della European Battery Alliance. Questo ecosistema cooperativo con più di 500 membri riunisce la Commissione europea, i Paesi dell'UE interessati, le istituzioni di investimento e i principali attori industriali, innovativi e accademici. EIT InnoEnergy è stata incaricata dalla Commissione europea di portare avanti e promuovere le attività di EBA250, agendo come gestore della rete e facilitatore del progetto. La Business Investment Platform, EBA BIP, è stata sviluppata da EIT InnoEnergy, insieme a istituzioni finanziarie - pubbliche e private - e diversi partner industriali di base con lo scopo di migliorare la solidità degli investimenti lungo l'intera catena del valore delle batterie. Si stima che un totale di 70 miliardi di € di investimenti in batterie siano necessari per soddisfare il picco della domanda europea entro il 2023.

L'obiettivo della BIP è quello di colmare il divario tra gli investitori e le aziende, riducendo il rischio d'impresa e d'investimento, accelerando così le transazioni. Batteries Europe è il braccio di ricerca di EBA, che costituisce una nuova European Technology and Innovation Platform (ETIP). A questa è demandato il coordinamento e le priorità del piano di ricerca e innovazione legato alle batterie. Le aree di ricerca indicate sono sia quella dell'energia, sia quella del trasporto. Sotto l'ombrello di Batteries Europe sono posti una serie di progetti di ricerca Horizon Europe riguardanti tutta la catena del valore delle batterie.

Per accelerare ulteriormente lo sviluppo di progetti pre-commerciali lungo la catena del valore delle batterie, la Commissione ha lanciato un bando per *Important Project of Common European Interest* (IPCEI)¹² nel campo delle batterie nel 2019 e ha approvato un primo progetto alla fine dello stesso anno. Il progetto, che ha una capacità di finanziamento fino a 3,2 miliardi di euro (e che genererà altri 9 miliardi di € da investimenti privati), è stato notificato congiuntamente da Belgio, Finlandia, Francia, Germania, Italia, Polonia e Svezia. Il progetto punta a coprire tutta la catena del valore delle batterie, ossia materie prime, celle e moduli, sistemi di batterie, le fasi di riuso e riciclaggio. I progetti sono finalizzati anche alla realizzazione di poli industriali del tipo gigafactory. I partecipanti diretti, gli Stati che li sostengono e i diversi ambiti del progetto sono riportati in Figura 2.4.

Materie prime e materiali avanzati	Celle e moduli	Sistemi di batterie	Ridestinazione, riciclaggio e raffinazione
BASF  	ACC  	BMW 	BASF  
Eneris 	BMW 	Endurance 	Endurance 
Keliber 	Endurance 	Enel X 	Elemental 
Nanocyl  	Eneris 	Eneris 	Eneris 
Solvay    	FAAM 	Kaitek 	FAAM 
Terrafame 	SEEL 	SEEL 	Fortum 
Umicore  	VARTA 		SEEL 
			Umicore  

Figura 2.4 I beneficiari del primo IPCEI sulle batterie [17]

2.5 L'idrogeno nel contesto internazionale

Nel contesto internazionale, si stanno gradualmente delineando le strategie delle singole nazioni rispetto al ruolo dell'idrogeno, come "nuovo" vettore energetico in grado di abilitare la decarbonizzazione nei settori più difficili e aiutare la penetrazione delle rinnovabili elettriche. Questa sezione intende dare uno sguardo sull'evoluzione fuori e dentro i confini dell'Europa, sia a livello di Unione che di Stati membri, inclusa l'Italia. Si faccia riferimento all'*Appendice B* per una descrizione della filiera dell'idrogeno (in generale), attuale e potenziale.

¹² Un IPCEI è un'iniziativa di collaborazione industriale su larga scala con possibilità di contare su aiuti di stato, in coerenza con specifiche norme UE. Gli aiuti di Stato possono essere infatti erogati in caso di progetti che rispettino specifici criteri. Uno di questi criteri è quello di contribuire agli obiettivi strategici dell'UE.

2.5.1 *Contesto extra-europeo*

Paesi come l’Australia o i Paesi del Nord Africa e del Medio Oriente (MENA) si stanno mobilitando per poter sfruttare il grande potenziale di produzione da FER (principalmente da fotovoltaico), con l’ambizione di diventare grandi esportatori di idrogeno verde e possibili derivati.

L’Agenzia Australiana per l’Energia Rinnovabile (ARENA) stima un potenziale di esportazione verso i principali Paesi asiatici compreso fra le 0,24 e 1,1 Mt nel 2030 e 0,6 e 3,2 Mt di idrogeno a basse emissioni nel 2040¹³ [18]. Sul lato opposto, Giappone e Corea del Sud, che soffrono di una forte dipendenza energetica dal continente asiatico, prevedono importazioni su larga scala di idrogeno, stipulando accordi di lunga durata con Paesi, appunto, come l’Australia. Il recente *Hydrogen Energy Supply Chain (HESC) project* [19], dovrebbe prevedere la nascita di una rotta per l’esportazione di idrogeno verde (liquefatto) dall’Australia al Giappone.

Il Consiglio per la Cooperazione degli Stati Arabi del Golfo (GCC) stima, per il 2050, un potenziale di esportazione di più di 100 Mt di idrogeno a basse emissioni verso l’Unione europea, di cui circa 25 Mt rispettivamente a Germania e Belgio e circa 20 Mt destinate ai Paesi Bassi (attraverso il porto commerciale di Rotterdam) [20]. Sempre i Paesi del Golfo stanno guardando con molto interesse anche ad altri possibili mercati, come l’Asia orientale.

2.5.2 *La strategia dell’Unione europea*

A luglio 2020 è stata pubblicata la comunicazione della Commissione Europea al parlamento europeo **“Strategia sull’idrogeno per un’Europa neutrale”** [21], nella quale si definisce l’obiettivo di aumentare il mix energetico europeo coperto da idrogeno dal 2% attuale al 13-14% entro il 2050. La strategia identifica tre fasi:

Una **prima fase (2020-2024)**, in cui gli sforzi vengono concentrati per la decarbonizzazione dell’attuale produzione di idrogeno (1 Mt/anno), arrivando ad installare almeno 6 GW_e di elettrolizzatori (o electrolyzer cells, EC), con taglie fino a 100 MW_e. Questo, concentrando la produzione di idrogeno in prossimità dei principali utilizzatori finali, al fine di ottimizzare la logistica, minimizzando i costi per le infrastrutture di trasporto (hydrogen valley).

Una **seconda fase (2025-2030)**, nella quale l’idrogeno verde acquisisce un ruolo sostanziale nel sistema energetico (con una produzione di almeno 10 Mt/anno), grazie all’installazione di 40 GW_e di EC installati in Europa e di altri 40 GW_e in Paesi limitrofi. Sono previsti investimenti complessivi compresi fra i 320 e i 460 miliardi di €, da destinare alla decarbonizzazione dei settori, all’installazione delle capacità di FER aggiuntive richieste, allo sviluppo della infrastruttura di trasporto e stoccaggio dell’idrogeno e per gli impianti di CCS.

Una **Terza fase (2030-2050)**, in cui, raggiunta la maturità tecnologica, si ha una produzione su vasta scala. 180-470 miliardi di € verranno destinati per la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili al 2050 e circa 3-18 miliardi di € per quello a basso tenore di carbonio.

Anche la recente proposta della Commissione Europea contenuta nel pacchetto **“Fit for 55”** [22], inciderà sullo sviluppo della filiera dell’idrogeno. La proposta di estendere il sistema ETS anche al trasporto marittimo e aereo e la proposta di introdurre livelli crescenti di combustibili sostenibili, se approvate, potranno fornire uno stimolo significativo allo sviluppo dell’industria dell’idrogeno o di carburanti sintetici derivati (e.g. ammoniaca in campo navale, kerosene sintetico nell’aviazione).

¹³ Nello specifico, i paesi destinatari sono: Giappone, Corea del Sud, Singapore, Cina e Resto del mondo. In tutti e tre gli scenari proposti, più del 60% dell’idrogeno esportato viene destinato al Giappone

2.5.3 Principali strategie sull'idrogeno negli Stati membri UE

Di seguito vengono riportate le principali strategie sull'idrogeno pubblicate dagli Stati membri della UE, riassunte nella Tabella 2.1.

Tabella 2.1 – Strategie nazionali sull'idrogeno dei principali Stati membri della UE pubblicate a dicembre 2020; (*) il Portogallo ha pubblicato una versione preliminare, aperta a consultazione pubblica fino a luglio 2020 (EC: elettrolizzatori)

Paese	Data pubb.	Principali obiettivi	Fonte
Germania	Giugno 2020	5 GW _e di EC entro il 2030, produzione annuale di H ₂ verde di ~14 TWh; installazione aggiuntiva di 5 GW _e fra il 2035-2040	[23]
Spagna	Ottobre 2020	4 GW _e di EC entro il 2030 (300-600 MW _e entro il 2024); 2% dei consumi finali del settore industriale coperti da H ₂ ; 5000-7000 veicoli a idrogeno nel trasporto merci, 150-200 nel trasporto pubblico, 150-200 stazioni di rifornimento; investimenti complessivi pari a 8,9 Miliardi di €	[24]
Francia	Ottobre 2020	6,5 GW _e di EC al 2030, per una riduzione di 6 Mt di CO ₂ ; definita una timeline per gli investimenti di 7 Miliardi di €	[25]
Olanda	Aprile 2020	3-4 GW _e di EC al 2030 (0,5 GW _e al 2025), produzione annuale di H ₂ verde di ~27 TWh; 15 000 veicoli leggeri a H ₂ (3000 pesanti) al 2025, 300 000 complessivi al 2030; sviluppo poli energetici presso realtà portuali	[26]
Portogallo	Maggio 2020 (*)	2 GW _e al 2030 (5 GW _e al 2050); 5% dei consumi energetici finali coperti da H ₂ e 15% del gas iniettato in rete al 2030; 50-100 stazioni di rifornimento per la mobilità al 2030	[27]

Tutte le strategie elencate concentrano tendenzialmente lo sviluppo della filiera dell'idrogeno verso i settori di difficile decarbonizzazione, i.e. industria e trasporti (come per esempio in **Olanda**, dove si prevedono 300 000 veicoli a idrogeno nel 2030), promuovendo così la domanda del vettore energetico rinnovabile. I **Paesi Bassi** mirano a sviluppare dei poli energetici a ridosso delle realtà commerciali come i principali porti nazionali (e.g. Rotterdam, Amsterdam), al fine di promuovere anche l'import di idrogeno verde, e derivati, dai grandi Paesi esportatori (come le regioni del Nord Africa e del Medio Oriente, MENA). Il **Portogallo** definisce invece l'obiettivo di una penetrazione di idrogeno a basse emissioni al 5% dei consumi energetici finali nazionali al 2030, mentre la **Spagna** fissa il traguardo del 2% dei consumi energetici finali soddisfatti attraverso idrogeno per il solo settore industriale. La **Francia** non prevede obiettivi specifici per i settori finali, ma stabilisce un investimento complessivo di 7 miliardi di € e ne definisce tempistiche e modalità di utilizzo: 3,4 miliardi di € per il periodo 2020-2023, da destinare a progetti per la decarbonizzazione dell'industria (54%), allo sviluppo della mobilità pesante (27%) e a supporto delle iniziative di ricerca (19%). Come il Portogallo, anche la **Germania** definisce un obiettivo di elettrolizzatori successivo al 2030, quantificandolo in un raddoppio della capacità installata da raggiungere fra il 2035 e il 2040. Prevede inoltre la necessità di importare idrogeno per poter far fronte alla domanda annuale attesa (90-110 TWh).

2.5.4 Strategia Italiana sull'idrogeno

Per quanto riguarda l'Italia, a novembre 2020 sono state pubblicate le *linee guida preliminari* della strategia nazionale Idrogeno [28], aperte a consultazione pubblica, che dovrebbero dare alla luce la strategia vera e propria **entro il 2021**. Gli obiettivi fissati sono in linea con la strategia europea, definendo l'obiettivo di soddisfare un 2% della domanda energetica finale al 2030 con idrogeno, attraverso l'installazione di circa 5 GW_e di elettrolizzatori.

I settori identificati come adatti alla decarbonizzazione attraverso l'idrogeno sono gli stessi presentati nelle strategie degli altri Paesi: industria e trasporti. Per il primo si mira a sostituire l'attuale idrogeno grigio con soluzioni a basse emissioni (circa 0,5 Mt di H₂ annue). Per il secondo invece si guarda principalmente ai

trasporti pesanti, con l'obiettivo di penetrazione di almeno 4000 (ma con un potenziale fino a 14 000, il 7% della flotta complessiva) camion a celle a combustibile entro il 2030, oppure all'impiego di convogli ferroviari a idrogeno lungo le linee non elettrificabili.

Per quanto riguarda la fornitura di idrogeno da fonti rinnovabili ai settori interessati, laddove una sua produzione locale non fosse praticabile, si promuove il suo trasporto in misura crescente attraverso la rete infrastrutturale per il gas naturale. Sono allo studio test che prevedono una sua miscelazione con metano in percentuali crescenti. A fine 2019, Snam ha infatti effettuato dei test di iniezione di idrogeno nella rete gas con una percentuale pari al 10% (su base volumetrica) in provincia di Salerno [29], mentre a maggio 2021 ha avviato una collaborazione con altri partner industriali e di ricerca per studiare la decarbonizzazione del settore industriale (e.g. vetro, acciaio, ceramica) portando a termine un primo test con una miscelazione al 30% di idrogeno in una acciaieria in Lombardia [30].

2.5.5 Progetti di interesse comunitario e European Clean Hydrogen Alliance

La catena di approvvigionamento dell'idrogeno, dalla sua produzione all'utilizzo finale, è considerata dall'Europa un settore chiave che necessita di ingenti investimenti per svilupparsi integralmente e raggiungere la sostenibilità economica: per questo motivo è in procinto di partire un importante progetto di interesse comunitario (**IPCEI**) che ne coordinerà la ricerca e lo sviluppo a livello comunitario. Nel dicembre 2020, infatti, 22 Stati membri, assieme alla Norvegia, hanno firmato un manifesto per lo sviluppo di una filiera europea delle tecnologie e dei sistemi a idrogeno [31]. Questa proposta ha fatto seguito all'annuncio, nel luglio 2020, della nascita della *European Clean Hydrogen Alliance* (ECH2A). Questa riunisce partner industriali, autorità pubbliche e società civile, ambisce a favorire lo sviluppo, all'interno dei confini europei, delle tecnologie per la produzione di idrogeno rinnovabile (o a basso tenore di carbonio) entro il 2030, coordinandone lo sviluppo assieme alla costituzione di una adeguata domanda in settori come l'industria o i trasporti e di una capillare infrastruttura di trasporto, stoccaggio e distribuzione. In questo modo, l'Unione europea ambisce a diventare leader nel settore dell'idrogeno, raggiungendo la neutralità climatica entro il 2050.

Parallelamente, altre associazioni giocano un ruolo importante nella diffusione della filiera dell'idrogeno. Sempre a livello europeo è il caso della *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* (FCH JU)¹⁴, oppure di *Hydrogen Europe*¹⁵, mentre all'interno del contesto nazionale, si colloca invece *H2IT*, l'Associazione Italiana per l'Idrogeno e Celle a Combustibile¹⁶.

¹⁴ Associazione che, attraverso una adeguata sezione dedicata alla ricerca e sviluppo, lavora per favorire lo sviluppo delle tecnologie a celle a combustibile, al fine di ridurre i costi e l'eventuale dipendenza per le materie prime da paesi esteri (e.g. riducendo l'impiego di metalli rari) [104].

¹⁵ Associazione che riunisce differenti forme aggregative nazionali di settore o realtà aziendali, comprese anche piccole o medie imprese, che promuovono lo sviluppo delle tecnologie legate alla filiera dell'idrogeno e forniscono un supporto ai decisori politici per definire le strategie e gli obiettivi dei piani sull'idrogeno della Unione europea [105]. Al suo interno si colloca l'*Hydrogen Europe Research* (HER), che riunisce vari poli universitari ed enti di ricerca del continente europeo, collaborando con altre associazioni, come il FCH JU.

¹⁶ Nata nel 2005, associazione autonoma che si pone l'obiettivo di sviluppare e promuovere lo studio delle tecnologie, i sistemi per la produzione e utilizzo dell'idrogeno, al fine di determinare un ruolo di primo piano per l'Italia nel settore a livello mondiale [106].

3 Politiche e misure per la decarbonizzazione dei vettori energetici

La decarbonizzazione completa dell'intero sistema energetico si basa, in tutte le strategie, sulla decarbonizzazione dei vettori energetici in input agli usi finali. L'elettrificazione dei fabbisogni è considerata prioritaria laddove possibile, perchè generalmente in grado di raggiungere le migliori efficienze. Altri vettori energetici, in particolare i combustibili, sono però necessari laddove l'elettrificazione non sia possibile o conveniente. Qualunque sia il vettore utilizzato, sono necessarie soluzioni per la sua decarbonizzazione. Generalmente, nelle strategie si ritrova una prima fase, di decarbonizzazione *parziale*, focalizzata sulla penetrazione dell'elettrificazione e delle rinnovabili elettriche. Si riscontra poi una seconda fase, abilitante per la decarbonizzazione *completa*, governata dalla penetrazione di combustibili rinnovabili, i.e. biometano, idrogeno, metano di sintesi, metanolo. Questa seconda fase è dettata da due dinamiche: (i) la grande penetrazione delle rinnovabili elettriche fluttuanti richiederà di mitigare lo sfasamento tra produzione e domanda di energia su base oraria e stagionale; inoltre, (ii) alcuni processi industriali e il trasporto pesante, così come porzioni di altri settori, saranno difficilmente elettrificabili. La penetrazione, nel sistema energetico, dell'idrogeno elettrolitico e di suoi derivati (combustibili sintetici) può anche essere vista come un'elettrificazione indiretta. I combustibili rinnovabili si potranno poi convertire in energia elettrica oppure utilizzare tal quali in altri settori, localmente o tramite una rete di trasporto (via pipeline o camion-cisterna). L'idrogeno e il carbonio utilizzati per i combustibili sintetici dovranno avere impatto neutro rispetto alle emissioni di CO₂: il primo potrà essere originato tramite elettrolisi da elettricità rinnovabile, o tramite gassificazione di biomassa; il secondo dall'upgrade del biogas, dalla combustione o gassificazione di biomasse con cattura della CO₂ o tramite cattura diretta dall'aria (CCU: carbon-capture-and-use). Va sottolineato il rischio che i vari settori del sistema entrino in competizione per l'utilizzo di biomassa.

Il presente capitolo analizza le soluzioni di decarbonizzazione del settore elettrico (sezione 3.1) e del settore gas (sezione 3.2) e le rispettive politiche e misure considerate per promuoverne l'adozione.

3.1 Settore elettrico

Questa sezione si concentra sulla decarbonizzazione del settore della generazione elettrica. Dopo una prima sezione introduttiva, che riassume le soluzioni tecnologiche del settore presenti nelle strategie (sezione 3.1.1), vengono analizzate le politiche e misure per la penetrazione di rinnovabili (sezione 3.1.2) e per la flessibilità del sistema (sezione 3.1.3).

3.1.1 Soluzioni tecnologiche presenti nelle strategie

Nelle strategie prese in considerazione in questo lavoro, in termini di singoli Stati o a livello sovranazionale, sono presenti alcune soluzioni comuni per la decarbonizzazione della generazione elettrica, che inquadrano un'evoluzione abbastanza condivisa. Viene qui fornita una panoramica di sintesi.

Il mix di generazione elettrica vedrà in generale una crescente capacità installata di rinnovabili e dovrà far fronte ad una domanda in forte crescita per via dell'elettrificazione dei servizi (trasporto e riscaldamento) e per via dell'aumento di alcuni servizi (e.g. condizionamento estivo, data centers e telecomunicazioni). Mentre i Paesi del Nord Europa fanno affidamento sull'eolico, nel sud dell'Europa la risorsa maggiormente considerata è il fotovoltaico.

Quale che sia la tecnologia con maggiore potenziale, un'alta capacità di eolico e/o di fotovoltaico, non programmabili su base giornaliera e stagionale, necessiterà di sistemi di accumulo per affrontare e gestire

momenti di difetto ed eccesso della generazione. Gli impianti di pompaggio (con una capacità rilevante sul suolo regionale) ricopriranno un servizio fondamentale nel bilanciamento tra generazione fluttuante e domanda. In Lombardia questo avverrà anche oltre i confini territoriali. Anche i sistemi di accumulo elettrochimico (batterie) avranno un ruolo importante, generalmente più indirizzato a favorire l'autoconsumo a livello locale e per sgravare le reti di distribuzione. Il bilanciamento stagionale tra domanda e offerta nelle strategie fa affidamento a vettori energetici di sintesi, con maggiori perdite, dovute alla conversione, ma anche maggiori capacità di accumulo a parità di costo. Questi vettori si possono riconvertire in energia elettrica oppure utilizzare direttamente in altri settori, localmente o tramite una rete di trasporto.

L'integrazione delle rinnovabili non programmabili avverrà verosimilmente anche tramite: (i) l'utilizzo di sistemi di demand-side-management, per cui determinati carichi elettrici (riscaldamento, refrigerazione, ecc.) potranno assecondare la disponibilità delle risorse; (ii) l'utilizzo sostenibile di biomassa legnosa, biocombustibili e biogas; e (iii) l'utilizzo di impianti tradizionali, a fonti fossili, accoppiati a sistemi di cattura e stoccaggio o cattura e utilizzo di CO₂, auspicabilmente con minore priorità.

3.1.2 Penetrazione della generazione rinnovabile

Questa sezione analizza le politiche e misure più rilevanti in termini di penetrazione di rinnovabili. Il contesto geomorfologico e la disponibilità delle fonti sono molto variabili all'interno delle situazioni confrontate, così come il contesto geopolitico e burocratico. Questa variabilità si riflette in una variazione significativa dei prezzi di produzione, ma anche nella presenza di politiche di natura diversa. Qui di seguito si riportano le misure comuni, principalmente in ambito europeo, dapprima indipendentemente dalla tecnologia, e concentrandosi poi sul fotovoltaico, tecnologia più favorevole al contesto lombardo.

Nelle varie realtà europee, la produzione di energia elettrica rinnovabile è stata incentivata in una prima fase (circa 2008-2015) attraverso lo schema feed-in tariff, ovvero tramite una remunerazione fissa per unità di energia prodotta dall'impianto (a prescindere dal costo dell'energia sul mercato). Negli ultimi anni tale schema non ha più ragione di esistere per le tecnologie più mature (dal punto di vista economico o tecnologico), fotovoltaico ed eolico in primis, poiché il costo di tali tecnologie si è ridotto drasticamente. Per l'incentivazione degli impianti di piccola taglia o di tecnologie non ancora mature si utilizza ancora lo schema feed-in tariff oppure il feed-in premium, il quale prevede la remunerazione di un premio rispetto al prezzo dell'energia sul mercato (prezzo di mercato variabile + premio fisso). All'interno di quest'ultimo meccanismo, può essere fissata una soglia massima al premio erogabile, da parte dell'autorità competente oppure tramite un'asta competitiva al ribasso.

Lo schema delle aste al ribasso, sia per il feed-in tariff che per il feed-in premium, è attualmente utilizzato per l'installazione di grandi volumi di potenza (nell'ordine del MW) e consiste in una procedura d'asta in cui il produttore che propone il prezzo inferiore si aggiudica il volume di potenza per la quale ha partecipato all'asta. Il vantaggio assicurato da questo tipo di schema è la garanzia per i soggetti partecipanti di avere un prezzo garantito per un lasso temporale sufficientemente lungo, solitamente 15-20 anni. Le aste possono essere tecnologicamente neutre oppure specifiche per alcune sole tecnologie. La Finlandia propone uno schema d'asta leggermente differente che si basa sull'energia annuale anziché sulla potenza elettrica.

La gestione delle aste competitive per l'installazione di parchi eolici offshore in Danimarca è un esempio interessante di successo nell'implementazione di questo schema. Nel caso danese, i permessi sono gestiti in modo centralizzato: è lo Stato che sceglie i luoghi adatti alla realizzazione degli impianti tramite studi preliminari ed elargisce i permessi di sviluppo, costruzione e funzionamento. L'allacciamento alla rete elettrica nazionale, inoltre, è gratuito per le società partecipanti all'asta. La gara è aggiudicata dal soggetto produttore che propone il premio economico più basso in aggiunta al prezzo di mercato (market price +

premium). Il modello danese si basa su un forte supporto politico da parte delle autorità locali, cogliendo anche le opportunità di investimenti stranieri [32]. La buona gestione del processo di implementazione delle aste per l'eolico offshore ha reso possibile la realizzazione di impianti con prezzi molto bassi per il settore [33].

Un altro schema incentivante è il contratto per l'acquisto (power purchasing agreement o PPA) che viene siglato direttamente tra un consumatore e un produttore. Il PPA garantisce al produttore di energia rinnovabile la vendita dell'energia prodotta, per un periodo concordato, riducendone i rischi economici associati.

Importanza va data anche a prestiti e finanziamenti. Interventi importanti in questo senso sono le garanzie sui prestiti per progetti in fase di studio di fattibilità e nella fase di costruzione e i prestiti con tassi agevolati. Queste misure sono state importanti strumenti per incrementare le installazioni di energia rinnovabile in Germania [34].

Infine, va ricordato che quasi tutti gli stati prevedono incentivi fiscali indiretti o sussidi diretti alla ricerca e sviluppo delle energie rinnovabili.

Fotovoltaico

La tecnologia fotovoltaica ha ormai raggiunto lo stadio di maturità e, a seconda del contesto geografico, i costi di generazione elettrica possono essere concorrenti o inferiori alla generazione termoelettrica [35]. In Europa, per questo motivo, dopo un rallentamento subito negli ultimi anni, la diffusione degli impianti fotovoltaici è prevista in forte accelerazione [36]. Il fotovoltaico è a maggior ragione importante in Lombardia in quanto unica fonte rinnovabile elettrica con ampio potenziale di espansione. Questa sezione inquadra dunque il contesto di promozione della tecnologia fotovoltaica e riporta le misure di maggiore interesse per il settore in riferimento al contesto lombardo.

Uno schema di incentivo comune, soprattutto per gli impianti fotovoltaici domestici o di piccola taglia, è lo scambio sul posto (net metering), che è presente tutt'ora in Italia, Germania e Danimarca. Tale schema consente all'utente di ridurre anche quasi completamente la bolletta elettrica sebbene di fatto riesca ad autoconsumare solo parte dell'energia prodotta dal proprio impianto (ad esempio durante le ore centrali del giorno). Al fine di massimizzare l'energia elettrica autoconsumata (utile anche per ridurre il carico sulla rete di distribuzione), possono essere installate batterie per l'accumulo dell'energia in eccesso: per esempio, Italia¹⁷, Germania e Austria prevedono un supporto economico per l'installazione di batterie stazionarie associate all'installazione di impianti fotovoltaici. L'Austria incentiva inoltre impianti ad energia rinnovabile in zone rurali per evitare lo sviluppo di nuove linee elettriche.

Nello sviluppo di capacità fotovoltaica è importante porre attenzione all'utilizzo di suolo e in particolare di terreno agricolo o forestale. In tal senso possono essere sviluppate legislazioni ad hoc che ne concedono l'implementazione esclusivamente evitando che venga sottratta una quota rilevante di suolo prezioso alla produzione agricola primaria o, addirittura, vengano disboscate aree forestali. Circa il tema del consumo di suolo, è possibile e importante promuovere l'installazione di impianti fotovoltaici specialmente su aree degradate e dismesse (e.g. ex cave, ex siti industriali), o di scarso valore ambientale o naturalistico (e.g. siti contaminati e momentaneamente non bonificabili, linee ferroviarie, bordi autostradali, parcheggi); e allo stesso modo intensificare l'uso di tetti di industrie e edifici civili. È possibile, inoltre, supportare progetti innovativi come l'abbinamento con il settore agricolo (agrovoltaico) generando sinergie tra produzione

¹⁷ In Italia, alcune regioni hanno predisposto risorse finanziarie regionali oltre a quelle statali, come ad esempio la Lombardia e la Provincia autonoma di Bolzano.

agricola ed energia solare (in Francia, ad esempio, esistono procedure d'aste specifiche per il settore agrovoltaiico, per 140 MW/anno). Infine, per contenere il consumo di suolo, dovrebbero essere preferite tecnologie a maggiore efficienza (maggiore potenza a parità di superficie).

Una promozione efficace del fotovoltaico può passare da un'attenta pianificazione che sia in grado di proporre ai soggetti privati interessati un portale pubblico in cui sono elencati e suggeriti i luoghi adibiti all'installazione degli impianti e quindi conformi alla normativa vigente. Il modello danese per la costruzione di parchi eolici, precedentemente menzionato, si è rivelato efficiente perché riduce i tempi e i costi burocratici della realizzazione dei progetti. È importante dunque semplificare, per quanto possibile e per quanto in potere alle autorità locali, i processi autorizzativi. È importante, inoltre, che si promuova l'integrazione della tecnologia tramite pianificazione territoriale a tutti i livelli: dal piano del governo del territorio (PGT) al piano territoriale regionale (PTR).

Vista l'importanza della tecnologia fotovoltaica nella decarbonizzazione, a livello globale e in particolare in Lombardia, può risultare strategico investire in misure che sappiano sviluppare e coltivare una produzione industriale locale dei pannelli fotovoltaici o di tecnologie necessarie per la loro installazione. Infine, un'attenta pianificazione dovrebbe considerare misure che promuovano tecnologie a basso impatto ambientale lungo tutta la vita utile.

Abbandono del carbone e dei prodotti petroliferi

Lo sviluppo delle rinnovabili e la decarbonizzazione della generazione elettrica possono passare anche dall'abbandono forzato delle fonti fossili più emmissive. Il carbone è stato per lungo tempo una risorsa energetica molto diffusa e a basso costo in Europa; tuttavia, l'alto contenuto di carbonio nei suoi legami chimici e la bassa efficienza di conversione degli impianti, lo rende il combustibile fossile più emissivo in termini di anidride carbonica per unità di energia prodotta. Per questo motivo gli Stati europei stanno procedendo alla decommissioning degli impianti presenti; anche grazie alla tassa sul carbonio del mercato ETS che rende gli impianti non più economicamente profittevoli. La Tabella 3.1 mostra l'anno di decommissioning deciso da alcuni Stati europei per abbandonare tale risorsa nel settore della generazione elettrica. Gli Stati europei più legati al settore carbonifero sono la Germania e la Polonia che prevedono la cessazione dell'utilizzo nel 2038 e 2049 rispettivamente.

Tabella 3.1 – Anno di decommissioning del carbone nella generazione elettrica

Paese	Anno decommissionamento
Austria	2020
Svezia	2020
Portogallo	2021
Francia	2022
Regno Unito	2024
Italia	2025
Danimarca	2028

La Danimarca, in particolare, ha deciso di intraprendere una politica di conversione degli impianti cogenerativi a carbone con impianti cogenerativi a biomassa [32]. Tuttavia, secondo la International Energy Agency (IEA), tale scelta, a discapito dello sviluppo di un sistema energetico decentralizzato basato sull'energia eolica, potrebbe essere poco proficua nel lungo termine. La stessa agenzia per l'energia danese ha valutato un possibile rischio di sicurezza di approvvigionamento delle materie prime [33].

Misure simili a quanto avviato per il carbone potrebbero essere prese in considerazione per i prodotti petroliferi (olio combustibile in primis) utilizzati nell'industria elettrica.

Spunti dal contesto nazionale

Le regioni italiane possono allocare ulteriori risorse per incentivare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, oltre a quelle stanziata dal governo centrale: ad esempio, la Regione Puglia ha recentemente approvato (agosto 2021) il reddito energetico regionale con il quale incentiverà, con 6 milioni di €, l'acquisto e l'installazione di impianti solari fotovoltaici, solari termici e mini eolici [37]. La legge regionale è pensata per alleggerire la spesa energetica delle famiglie in condizioni socioeconomiche disagiate, dei nuclei familiari composti da giovani coppie o anziani ed altre categorie fragili. L'energia viene autoconsumata e scambiata con la rete seguendo il modello dello "scambio sul posto". Il fondo economico ha carattere rotativo in quanto il ricavato economico che deriva dalla vendita dell'energia in eccesso delle utenze confluisce nuovamente nel fondo e sarà reso nuovamente disponibile nel fondo regionale.

La Regione Puglia ha seguito le orme del comune di Porto Torres, in Sardegna che, per primo nel 2018, ha implementato tale schema di incentivazione con un budget di 500 mila euro. Anche la Regione Sardegna ha quindi successivamente proposto una legge per un'implementazione a scala regionale grazie a un contributo di 5 milioni di € [38], tuttavia attualmente la Regione Puglia è la sola ad aver messo concretamente in atto tale misura [39]. Altre regioni italiane stanno valutando l'implementazione di questa misura (grazie a proposte di legge) tra cui Piemonte, Provincia autonoma di Trento, Emilia-Romagna.

Il reddito energetico è stato proposto anche a scala nazionale dal governo e dovrebbe disporre di un plafond pari a 200 milioni di € facenti parte del *Fondo per lo Sviluppo e la Coesione*. Sebbene il disegno di legge sia definitivo si attendono i decreti attuativi.

3.1.3 Flessibilità del sistema energetico

La trasformazione del sistema energetico richiederà di riformare la normativa vigente sulla trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica al fine di considerare nuovi attori e dinamiche che verranno a crearsi: in particolare, potrebbero entrare in vigore tariffe di prezzo dinamiche durante il giorno, diritti speciali riservati ai clienti attivi per il sistema (prosumer), infrastrutture di stoccaggio e impianti power-to-X (PtX)¹⁸, ovvero impianti che trasformato l'input elettrico in output immagazzinabile come i combustibili sintetici o il calore, sistemi di gestione della domanda e in generale di bilanciamento del carico (carichi flessibili) ed altri fenomeni che modificheranno l'odierno utilizzo e gestione della rete elettrica.

Sarà sempre più necessario massimizzare l'utilizzo di energia rinnovabile, nei momenti in cui è disponibile, utilizzando l'infrastruttura di rete in modo efficace. In questo senso, in particolare la flessibilità può essere fornita grazie a:

- energia rinnovabile programmabile utilizzata in specifici momenti in cui è necessaria.

¹⁸ Con Power-to-X si intende quella classe di processi volti a convertire l'energia elettrica in altri vettori energetici, al fine di sfruttarne le differenti caratteristiche (e.g. possibilità di essere accumulati in sistemi di stoccaggio dedicati, o di venire impiegati in altri processi tecnologici). Un esempio riguarda la filiera dell'idrogeno prodotto attraverso elettrolisi, dove l'energia elettrica viene impiegata per scindere la molecola di acqua in idrogeno appunto e ossigeno. Il nuovo vettore energetico può essere a sua volta impiegato per ottenere composti chimici ulteriori (e.g. metano, carburanti sintetici), oppure convertito nuovamente in energia elettrica attraverso sistemi di generazione dedicati (e.g. celle a combustibile, turbine a gas)

- l'accoppiamento con settori in grado di operare sinergicamente e.g. vehicle-to-grid,
- gestione dei consumi di alcuni settori (in particolare, i trasporti, il riscaldamento e raffrescamento degli edifici, e l'adattamento di alcuni processi industriali sono i più idonei).
- accumuli (di energia elettrica, termica o chimica).
- reti intelligenti (smart grid).

Uno strumento molto semplice ma importante per abilitare la flessibilità del sistema è l'implementazione della telelettura o misurazione intelligente (smart metering). Gli smart meters, non solo rendono il gestore della rete in grado di apprendere le abitudini del consumatore finale, permettendo quindi una migliore pianificazione degli investimenti, ma consentono anche di gestire la domanda in tempo reale utilizzando efficacemente i mezzi di flessibilità della rete. Attraverso lo smart metering, il consumatore potrà riallocare parte dei propri consumi in modo intelligente, grazie anche a opportuni segnali di prezzo o tramite gestione della domanda da remoto. In Danimarca, l'Energy Agreement del 2018 prevede un piano per studiare incentivi economici ad hoc in grado di modificare le tariffe orarie e renderle efficienti economicamente [40].

Per assicurare la stabilità del sistema anche in presenza di grandi volumi di energia non programmabile, è importante nel breve-medio termine mantenere in vita impianti convenzionali, nonostante i minori volumi prodotti, a beneficio dell'adeguatezza della capacità. È importante inoltre poter interrompere la generazione di energia non programmabile per mantenere la sicurezza del sistema elettrico e installare impianti di energia rinnovabile programmabile e batterie per garantire il servizio di risposta ad alta frequenza. Ad esempio, la Germania predispone un premio di flessibilità per gli impianti generativi a biogas.

Il biogas, biometano e biomassa legnosa rappresentano per la generazione elettrica rinnovabile programmabile un potenziale di sviluppo interessante in territorio lombardo, più che per il contributo energetico, per garantire flessibilità al sistema energetico. La generazione elettrica da biomassa solida ha tuttavia una bassa efficienza. In Danimarca, l'elettricità da biomassa solida è stata sussidiata fino al 2019 con tariffa feed-in premium a circa 70 €/MWh, ma solo in impianti cogenerativi; mentre, a partire dal 2020, non sono in vigore incentivi. In Francia, il supporto economico è concesso alla sola produzione di calore. L'alto costo di produzione elettrica non è un ostacolo però per la IEA che, nel suo scenario di decarbonizzazione completa "NetZero"[41], la ritiene un importante mezzo di flessibilità per il sistema energetico a basso contenuto di carbonio (con una presenza fino al 5% della produzione elettrica mondiale nello scenario). Una penetrazione simile è prevista anche in Austria, nel piano per raggiungere una generazione elettrica al 100% rinnovabile (legge "espansione dell'energia rinnovabile" [42]).

La IEA sottolinea, oltretutto, che la cattura del carbonio associata alla combustione delle bioenergie sarà un importante strumento per compensare le emissioni di quei settori che difficilmente potranno avere emissioni di anidride carbonica nulle al 2050, nonostante gli sforzi per raggiungere tale obiettivo.

Come anticipato, gli impianti di stoccaggio di energia sono un importantissimo strumento di flessibilità per il sistema energetico. In Austria, ad esempio, le infrastrutture che immagazzinano energia rinnovabile sono remunerate fintanto che operano nell'interesse del sistema; anche gli oneri di sistema sono calcolati tenendo in considerazione il loro servizio. L'energia immagazzinata e successivamente utilizzata è remunerata in quanto rinnovabile e non è tassata sul consumo finale.

Con l'evoluzione del mercato elettrico, le opportunità per i SdA a batteria si stanno ampliando nel continente, a partire da alcune esperienze trainanti e regolazioni pilota. Con la Electricity Regulation (2019/943) e la Electricity Directive (2019/944), la Commissione Europea ha definito i principi per un mercato elettrico che sia sempre più integrato su scala internazionale e non discriminatorio per quanto riguarda le risorse partecipanti. L'implementazione della Direttiva nei singoli Stati dovrà condurre al nuovo design del mercato

interno per l'energia. È possibile riconoscere alcuni esempi virtuosi, soprattutto riguardanti l'integrazione dei SdA nel mercato dei servizi ancillari. In Germania, ad esempio, i SdA a batteria, forniscono circa 400 MW di regolazione primaria di frequenza, il servizio più importante per il bilanciamento del sistema elettrico. Il servizio è remunerato in capacità (€/MW/giorno) e l'accesso al mercato avviene tramite aste giornaliere o periodiche. I SdA hanno già penetrato il mercato in maniera rilevante, contribuendo anche a una netta diminuzione dei prezzi dei servizi per la stabilità della rete. In Gran Bretagna, un set di nuovi servizi ancillari è stato presentato negli ultimi anni, alcuni di essi ai fini di promuovere una regolazione veloce e più prestante del sistema, compatibile con i SdA a batteria. Anche in tale contesto, questo ha dato forte impulso al mercato, con 201 MW di batterie messe a contratto per la fornitura del servizio di regolazione veloce definito Enhanced Frequency Response (EFR).

3.2 Settore gas

Gli sforzi per la decarbonizzazione del sistema energetico sono stati indirizzati negli ultimi anni principalmente verso l'accoppiamento dell'elettrificazione con la decarbonizzazione della generazione elettrica. Tuttavia, nella letteratura scientifica e nelle strategie dei vari paesi, risulta sempre più evidente che non tutti i servizi possono essere elettrificati e che forti penetrazioni delle rinnovabili elettriche non programmabili necessitano di accumuli stagionali. In questo contesto, inizia dunque ad acquisire importanza la decarbonizzazione del settore gas. Questa può avvenire di fatto attraverso tre vettori energetici, utilizzati anche insieme: biometano, idrogeno, metano sintetico. Questo capitolo analizza le politiche e misure per la penetrazione di questi vettori alternativi, in particolare del biometano (sezione 3.2.1) e dell'idrogeno (sezione 3.2.2).

3.2.1 Biometano

Il biogas, ovvero una miscela di gas principalmente composta da metano (CH_4) e anidride carbonica (CO_2)¹⁹, viene ottenuto attraverso la digestione anaerobica di materia organica da parte di microorganismi. La materia organica deriva sostanzialmente da scarti biodegradabili del settore civile (FORSU) e industriale (principalmente dal settore alimentare), scarti agricoli e infine da liquami zootecnici e civili (i fanghi derivanti dalle acque reflue). Il biometano si ottiene a partire dal biogas, rimuovendone l'anidride carbonica (e le altre sostanze), attraverso membrane o processi chimico-fisici. Il costo del biogas e quello del biometano variano in funzione di diversi fattori, in particolare la materia organica utilizzata e la dimensione dell'impianto. Il prezzo di produzione del biometano è compreso tra 50 e 90 €/MWh [43] e sono necessari cospicui incentivi per competere con il metano di origine fossile (circa 15-25 €/MWh all'ingrosso [44]). In Italia è previsto un compenso economico minimo di circa 32 €/MWh²⁰, che si aggiunge al prezzo di vendita del biometano specifico per il settore trasporti che, prevedendo la vendita al dettaglio, ha un prezzo maggiore rispetto al costo del combustibile all'ingrosso. La Francia supporta la produzione di biometano tramite la procedura delle aste al ribasso con tariffa massima (feed-in) che decrescerà nel tempo: partendo da 75 €/MWh nel 2023 fino a 60 €/MWh nel 2028. Secondo lo schema, la spesa complessiva non potrà essere superata se l'offerta

¹⁹ Tipicamente la miscela è composta da metano (50-70%), anidride carbonica (30-50%) più un contributo minore di idrogeno, azoto, ossigeno e acido solfidrico (H_2S). La composizione tuttavia varia in base allo specifico mix delle risorse fornite in ingresso al digestore [107]

²⁰ Nel caso in cui il costo del Certificato di Immissione al Consumo (CIC) sia 375 €/Gcal (soglia minima), tuttavia il costo del CIC può variare essendo frutto di un bilancio fra domanda e offerta.

sarà maggiore della domanda e, viceversa, se il prezzo richiesto è inferiore, si aumenterà il volume messo all'asta.

Sebbene il biometano possa sostituire tecnicamente il metano fossile in tutti i suoi utilizzi, il fattore limitante è dettato dalla disponibilità della risorsa. È importante che il suolo agricolo non venga convertito per la produzione di coltivazioni energetiche. La Francia, ad esempio, pone come vincolo normativo che massimo il 15% della materia organica nel digestore anaerobico possa provenire da coltivazione di colture energetiche.

In termini assoluti, i Paesi con la filiera del biogas più sviluppata (per energia prodotta e per impianti presenti sul territorio) sono Germania, Regno Unito, Italia e Francia. Anche la Danimarca ha una filiera molto diffusa rispetto alla popolazione e alla superficie agricola. La direzione intrapresa in questi Paesi è la conversione degli impianti a biogas in biometano, ai fini dell'immissione nella rete di trasporto del gas [43].

In Italia, una riconversione degli impianti di biogas per la produzione di biometano potrebbe soddisfare il 10% dei consumi nazionali [45]. La maggior parte degli impianti per la produzione di biogas sono concentrati nella Pianura Padana, e una quota maggioritaria (oltre 300 impianti) si trovano in Lombardia. Nel 2018 infatti, il 42% dell'energia prodotta da biogas o da biometano è pervenuta dal biocombustibile prodotto entro i confini regionali. Per quanto riguarda la situazione attuale ed il potenziale di produzione nel medio termine (2030), il Consorzio Italiano Biogas (CIB) stima un potenziale nazionale di quasi 9 miliardi di metri cubi di biometano per il 2030 (di cui 8 provenienti da scarti agricoli ed 1 miliardo da FORSU), un valore molto alto se confrontato con i 240 milioni di m³ del 2019. La produzione regionale di biometano attuale vede primeggiare la Lombardia, con una capacità produttiva di circa 5000 m³/ora di biometano, seguita da Emilia-Romagna (circa 4500 m³/ora), Friuli-Venezia Giulia (3000 m³/ora) e Veneto, con circa 2500 m³/ora [46].

3.2.2 Idrogeno

Di seguito vengono riportate alcune misure ed azioni politiche, per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno, suggerite frequentemente nelle strategie nazionali o nelle indicazioni di associazioni dei settori interessati. Si rimanda all'*appendice B* per una descrizione più approfondita del funzionamento della filiera attuale e della potenziale filiera futura (anche come riferimento per i colori dell'idrogeno). Si rimanda inoltre alla sezione 2.5 per una panoramica sulle politiche e sugli obiettivi a livello europeo.

Interessanti proposte, per promuovere la diffusione dell'idrogeno verde rispetto a quello grigio, emergono nella strategia sull'idrogeno della Germania. La strategia tedesca prevede la creazione di una piattaforma chiamata *H2Global* che introduce una compensazione temporanea della differenza fra prezzo di acquisto e prezzo di vendita per quantità di idrogeno verde [47]. Assieme a questa piattaforma viene istituito un intermediario, la Società di rete intermedia per l'idrogeno (denominata *HINT.CO*), la quale stipula contratti di acquisto a lungo termine (HPA - **Hydrogen Purchase Agreement**) dal lato dell'offerta e accordi di rivendita a breve termine (HSA - **Hydrogen Service Agreement**) dal lato della domanda, sfruttando il concetto di Contracts for Difference (CfD)²¹. La determinazione del prezzo viene effettuata utilizzando un modello a doppia asta: il contratto viene aggiudicato al prezzo di offerta più basso e al prezzo di vendita più elevato, in modo da ridurre il più possibile la differenza di prezzo da compensare.

²¹ Questa tipologia di contratti prevede la compensazione, da parte dell'acquirente verso il venditore, della differenza di prezzo fra il costo di un bene concordato nel contratto ed il suo valore attuale. Se però tale differenza risulta negativa, il rimborso avviene a parti invertite

Per poter promuovere la ricerca lungo tutte le fasi della filiera dell'idrogeno, è importante favorire la creazione di "hydrogen valleys", ossia località in cui vengono fatti convergere i differenti interessi legati al mondo dell'idrogeno, promuovendo quindi anche il settore di ricerca e sviluppo²². Si privilegiano così le aree in cui sono presenti siti industriali, aree dismesse o caratterizzate da una sovra produzione di energia rinnovabile, al fine di sviluppare una catena di produzione di idrogeno sostenibile in parallelo allo sviluppo della sua domanda. Risulta quindi rilevante la necessità di mobilitare le istituzioni finanziarie, sia pubbliche che private, per cercare delle linee di credito con modelli standard e utilizzare i finanziamenti per creare questi ecosistemi industriali integrati.

Per favorire uno sviluppo integrato a livello comunitario, oltre che promuovere la nascita di un mercato europeo ed internazionale, è importante inoltre definire degli **standard comuni** e impiegare tutte le riforme e regolamenti necessari a consentire l'utilizzo, il trasporto e lo stoccaggio dell'idrogeno. Un esempio può riguardare la definizione di standard comuni fra i vari Stati membri per l'immissione ed il miscelamento di idrogeno nella rete dedicata al trasporto e distribuzione di gas naturale.

Le varie azioni politiche devono essere ben coordinate fra loro, al fine di sviluppare sia la produzione che la domanda di tale vettore nei settori specifici. In questa direzione si muove il *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza* (PNRR) italiano, che conferma l'obiettivo di installare 5 GW_e di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde entro il 2030, e introduce un traguardo intermedio di 1 GW_e entro il 2025 [48].

Alcune proposte di misure interessanti sono suggerite da Confindustria nel "*Piano d'azione per l'idrogeno*" di fine 2020 [49]. Tra queste, la possibilità di introdurre forme contrattualistiche di approvvigionamento virtuale di energia elettrica rinnovabile (**Virtual PPA**) per i poli industriali ad alta intensità energetica che non possono disporre di un impianto di generazione elettrica rinnovabile locale (promuovendo l'installazione di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde in prossimità degli utilizzatori finali). Vengono suggerite inoltre azioni regolatorie che diano forti segnali di prezzo nel settore, con **compensazione delle differenze di costo** fra idrogeno verde e blu rispetto alle alternative tradizionali (con meccanismi di supporto dedicati di tipo market-based), su ispirazione del modello tedesco.

L'Associazione Italiana per l'Idrogeno e Celle a Combustibile (H2IT), con il documento "Priorità per lo sviluppo della filiera idrogeno in Italia", pubblicato a fine 2020 [50], identifica le principali azioni politiche da intraprendere per ciascun livello della filiera (e.g. produzione, trasporto, stoccaggio, usi finali). L'H2IT sottolinea l'importanza di creare un sistema di certificazione basato su **Garanzie di Origine** dell'idrogeno, al fine di promuovere quello rinnovabile (ispirandosi al modello europeo *CertifHy* [51]). Suggerisce la promozione a livello europeo di piani di sviluppo di grandi impianti integrati per la generazione da FER, collegati con grandi elettrolizzatori, al fine di favorire la produzione di idrogeno verde in contesti anche lontani dai grandi utilizzatori finali. Suggerisce infine l'apertura (e l'adattamento normativo anche in ottica di test dei componenti) a **miscelazioni di idrogeno nelle reti gas** per concentrazioni superiori al 10% (su base volumetrica).

²² Un esempio è il centro di ricerca di Casaccia (Roma), dove l'ENEA promuove lo studio dell'intera filiera dell'idrogeno, dalla produzione attraverso elettrolisi, al trasporto e all'accumulo, fino al suo utilizzo diretto

4 Politiche e misure per la decarbonizzazione degli usi finali

I settori d'uso finale hanno un ruolo di primaria importanza nella decarbonizzazione del sistema energetico, in sinergia con la decarbonizzazione dei vettori energetici utilizzati. Sul lato della domanda è infatti possibile agire (i) in termini di efficienza ma anche (ii) in termini di penetrazione delle rinnovabili, attraverso l'utilizzo di un vettore energetico potenzialmente decarbonizzato o attraverso la penetrazione locale di rinnovabili. Il presente capitolo riporta le politiche e le misure di maggior interesse in questo senso, specificamente nei settori degli edifici (sezione 4.1), dei trasporti (sezione 4.2) e dell'industria (sezione 4.3).

4.1 Settore edifici

I servizi termici negli edifici, nel residenziale e nel terziario, rappresentano uno dei maggiori contributi ai consumi di energia. Il processo di decarbonizzazione negli edifici può essere raggiunto tramite la riduzione della domanda (e.g. isolamento degli edifici, impianti termici più efficienti) e tramite l'uso di rinnovabili dal lato della generazione del calore, direttamente (e.g. solare termico) o indirettamente (e.g. con uso di elettricità da rinnovabili). Il teleriscaldamento si colloca come soluzione trasversale che può abilitare maggiore efficienza e penetrazione di rinnovabili. Dopo una prima sezione che riassume le soluzioni tecnologiche presenti nei vari piani e strategie (sezione 4.1.1), si pone dunque l'attenzione sulle misure più interessanti per promuovere l'efficientamento energetico (sezione 4.1.2) e lo sfruttamento di fonti energetiche rinnovabili (sezione 4.1.3), con una sezione infine dedicata espressamente al teleriscaldamento (sezione 4.1.4).

4.1.1 Soluzioni tecnologiche presenti nei piani e nelle strategie

Nei Piani e nelle strategie dei vari contesti analizzati, l'elettrificazione del riscaldamento tramite pompe di calore elettriche, unita a una riqualifica dell'involucro, è la combinazione più interessante, in quanto permette di ottenere le migliori efficienze disponibili e una penetrazione completa delle rinnovabili. La pompa di calore a gas, meno efficiente rispetto a quella elettrica, ma più efficiente rispetto alla caldaia a condensazione, è considerata per quelle situazioni in cui non sia facile o possibile la riqualificazione dell'involucro o la sostituzione dell'impianto di diffusione del calore. Tale soluzione tuttavia necessita almeno nel lungo termine di un gas decarbonizzato. L'elettrificazione del riscaldamento (come anche il raffrescamento) avrà un forte impatto sul sistema elettrico, che deve essere in grado di generare e distribuire tutta la richiesta. L'inerzia degli edifici abilita potenzialmente l'adattamento dei profili di domanda in modo da limitare il sovraccarico della rete nei momenti di picco di richiesta e gestire al meglio le fluttuazioni di energia da fonte rinnovabile riducendo quindi anche il costo dell'energia elettrica. Tale potenziale va però assecondato da sistemi di controllo intelligente.

Il teleriscaldamento e il teleraffrescamento offrono una valida alternativa ai sistemi autonomi, nei casi in cui la densità di domanda sia sufficientemente elevata, potendo potenzialmente sfruttare un maggior potenziale di fonti di calore (o freddo) rinnovabile e con maggiore efficienza. Il teleriscaldamento, inoltre, abilita una potenziale migliore gestione dei profili di domanda in funzione delle risorse disponibili, grazie a sistemi di accumulo termico, sia giornaliero che stagionale, con una possibile partecipazione a servizi ancillari per il sistema elettrico.

La biomassa può costituire un'alternativa se sfruttata in modo sostenibile e se unita all'efficientamento degli impianti. Sono tuttavia da considerare le emissioni locali di inquinanti, specialmente di particolato. Nel caso

di impianti di grande taglia (e.g. nel teleriscaldamento), potrebbero tuttavia essere installate linee di trattamento fumi per il particolato.

4.1.2 Efficienza

L'efficienza energetica degli edifici è uno dei punti principali di ogni politica energetica volta a ridurre i consumi di energia finale e a ridurre le emissioni di gas ad effetto serra. Può essere intesa sia come riqualificazione degli involucri edilizi che come sostituzione degli impianti con sistemi energeticamente più efficienti e meno impattanti dal punto di vista ambientale. Per le economie avanzate, la IEA esorta un tasso di ristrutturazione per gli edifici pari al 2,5% all'anno per riuscire ad aderire allo scenario "Net Zero Emission"²³; attualmente il tasso è meno dell'1% all'anno ([41]). Le misure economiche e fiscali volte a migliorare l'efficienza energetica e quindi ridurre i consumi energetici degli edifici sono presenti nella legislazione di tutti gli Stati membri dell'UE. Gli strumenti previsti per applicare tali misure sono, principalmente, sovvenzioni economiche, prestiti a basso tasso di interesse e detrazioni fiscali. In Italia, ad esempio, è presente il Fondo nazionale per l'efficienza energetica volto a minimizzare il rischio di investimento di progetti presentati dalle ESCo e dalla Pubblica Amministrazione. In Belgio è previsto un incentivo economico in funzione del risparmio energetico ottenuto con l'efficientamento. Similmente, la Danimarca prevede un aiuto finanziario in funzione di una lista di interventi ammissibili. La Polonia prevede la riduzione delle imposte sostenute per le spese di rinnovamento termico degli edifici. Alcuni Paesi a basso reddito ricorrono invece all'utilizzo dei fondi strutturali dell'Unione europea per sovvenzionare gli interventi di ristrutturazione degli edifici. La Croazia, ad esempio, usa parte dei fondi per sovvenzionare il 60% del costo degli interventi di ristrutturazione.

Le misure di tipo regolatorio spesso coincidono con l'uniformare le normative nazionali alle direttive europee, come ad esempio la direttiva sulla performance energetica degli edifici (EPBD) e i regolamenti di Eco-Design. Tra le misure regolatorie più interessanti si trovano: restrizioni sulla vendita e l'affitto di case con scarse performance energetiche (Romania); obblighi di efficienza energetica minima che ricorrono per il settore terziario (Francia); obblighi di ristrutturazione per case in affitto di classe energetica F e G (Belgio); restrizioni sull'uso di olio combustibile per il riscaldamento (Slovenia). Tutti gli Stati, inoltre, presentano obblighi di ristrutturazione per edifici pubblici per adempiere alla normativa europea che impone alla pubblica amministrazione di avere un ruolo di esempio per il Paese. Va notato il caso della Francia, che prevede l'introduzione di standard ambientali innovativi che considerino l'impatto dell'intero ciclo di vita dell'edificio, dalla costruzione allo smaltimento.

Un aspetto importante comune ad ogni misura è l'attenzione verso l'**informazione dei cittadini** e di tutti coloro che sono coinvolti nelle scelte di efficientamento energetico. Per questo, diversi Stati membri periodicamente organizzano campagne informative e programmi volti ad accrescere la consapevolezza dei cittadini sull'efficienza energetica in seguito ad azioni di riqualificazione. Ne sono un esempio il centro informativo e di consultazione sull'energia in Repubblica Ceca e la piattaforma digitale per gli interventi di risparmio energetico e altre misure per prevenire lo spreco di energia nei Paesi Bassi. La Svezia ha fondato un centro nazionale per la ristrutturazione per migliorare lo scambio di conoscenze tra il mondo accademico e l'industria edilizia al fine di eseguire ristrutturazioni efficaci. La predisposizione di database che raccolgono le performance energetiche degli edifici, per esempio in Slovenia (così come avviene per la Lombardia), può consentire alle istituzioni pubbliche di pianificare la riqualificazione degli edifici in modo ottimale.

²³ Lo scenario "Net Zero Emissions" ipotizzato dalla IEA prevede l'azzeramento delle emissioni al 2050 e definisce le misure da adottare per raggiungere tale obiettivo.

4.1.3 Rinnovabili termiche

Una maggiore penetrazione di rinnovabili in ambito termico può avvenire (i) direttamente, tramite biomassa, biogas, geotermia e solare o (ii) indirettamente, tramite elettrificazione accoppiata a rinnovabili elettriche o tramite utilizzo del gas di rete di origine rinnovabile. Questa sezione pone l'attenzione sulle misure che gli Stati membri dell'UE privilegiano per incrementare la generazione termica rinnovabile.

Lo strumento normativo più comunemente impiegato negli Stati per promuovere l'utilizzo di energia rinnovabile è la riduzione del carico fiscale sul costo totale dell'impianto, normalmente sulla base della dimensione e del tipo di impianto. In alcuni casi (e.g. in Svezia), la riduzione è sul costo della manodopera e non sull'installazione degli impianti. La Danimarca, invece, che ambisce a rendere le pompe di calore l'opzione più economica (per sfruttare l'elevato potenziale eolico), incentiva le stesse attraverso la detassazione sull'uso dell'energia elettrica. La tassa sull'elettricità per il riscaldamento sarà di circa 0,07 €/kWh dal 2021, mentre per gli altri utilizzi è di circa 0,13 €/kWh (0,11 €/kWh dal 2025). La Danimarca, inoltre, prevede sussidi per l'utilizzo di pompe di calore in sostituzione di altre tecnologie in assenza di rete del teleriscaldamento.

La Francia promuove l'utilizzo di geotermia profonda. La misura adottata prevede la definizione di una struttura coordinativa specializzata a livello locale al fine di promuovere la mappatura regionale dei pozzi geotermici, grazie al "*Fondo Calore*" (Chaleur Fund), e l'esplorazione di piccoli acquiferi, grazie a un fondo di garanzia. La strategia francese di sviluppo della geotermia è intrapresa anche da altri Stati, tra cui l'Austria, seppur con leggere differenze.

Una possibile opzione per il settore residenziale è lo sviluppo sostenibile della filiera della bioenergia. Il potenziale della biomassa, specialmente in Italia, è sottoutilizzato e il volume forestale è in moderata espansione²⁴ [52]. Inoltre, il 67% degli impianti a biomassa (caldaie, stufe e camini) è oggi inefficiente, per cui il suo upgrade tecnologico consentirebbe di ridurre i consumi. Va considerato tuttavia che la biomassa sarà una risorsa sempre più contesa fra i vari settori e nel contempo va ben ponderato il problema dell'emissione di inquinanti locali, soprattutto di particolato atmosferico, particolarmente critiche queste ultime nel contesto padano. Per gli impianti di riscaldamento a biomasse legnose, uno strumento che può essere utilizzato è la definizione di certificati che garantiscono le performance e la qualità degli impianti, anche in funzione delle emissioni di polveri sottili; ne sono un esempio la certificazione "*Flamme verte*" in Francia e "*Aria Pulita*" in Italia. Poiché un utilizzo centralizzato permette di contenere più facilmente le emissioni di particolato, sono normalmente favoriti impianti centralizzati. La Regione Autonoma del Friuli Venezia Giulia ad esempio ha predisposto contributi in conto capitale e a fondo perduto per i Comuni (o Unione di Comuni) per (i) l'installazione o il potenziamento di centrali a biomassa o (ii) l'allacciamento, la realizzazione, l'estensione e il potenziamento di reti di teleriscaldamento alimentate a biomassa per il 2022 [53]. La Regione Emilia-Romagna invece ha stanziato 11,5 milioni di € per la sostituzione di vecchi impianti a biomassa con dispositivi di nuova generazione con potenza pari o inferiore a 35 kW. L'incentivo, cumulabile con altri incentivi statali, potrà coprire fino al 100% della spesa sostenuta e sarà in vigore fino al 2023 [54]. La misura è simile al bando di Regione Lombardia dedicato, in via sperimentale per la provincia di Mantova e tutt'ora in vigore ma con una dotazione economica inferiore [55].

Altre misure, adottate da quasi tutti i Paesi europei, sono volte a promuovere indirettamente le rinnovabili limitando l'utilizzo di fonti fossili. Ad esempio, la Danimarca vieta l'installazione negli edifici di impianti alimentati ad olio combustibile dal 2016 e offre sussidi per l'installazione di pompe di calore in sostituzione di impianti a olio combustibile; anche l'Austria sostiene la sostituzione delle caldaie a olio combustibile

²⁴ In Italia l'incremento è del 2,9% negli ultimi 5 anni mentre in Europa è stato dell'1% circa (elaborazione Forest Europe)

mentre la Francia ne vieterà l'utilizzo dal 2025, e non consentirà più la manutenzione dell'impianto dal 2022. È interessante notare infine che in Svizzera, dove l'uso di olio combustibile è ancora molto elevato, non è previsto nessun divieto futuro al suo utilizzo, sebbene sia incentivata la sostituzione e la tassazione sia sempre più sfavorevole.

L'ampia diffusione del gas naturale per il riscaldamento (in Italia ad esempio soddisfa il 60% della domanda [56]) pone invece la necessità di aprire un serio dibattito sulla sua sostituzione, specialmente nel lungo termine (2050). In Italia, uno degli strumenti utilizzati per ridurre i consumi energetici degli edifici è il Superbonus 110% che tuttavia incentiva anche l'installazione di caldaie a gas (efficienti) con il conseguente possibile effetto lock-in per diversi anni a venire. Una misura regolatoria interessante nel caso del gas si trova nella decisione dell'Olanda di vietare l'allacciamento alla rete del gas per gli edifici di nuova costruzione a partire dal 2018; allo stesso modo, il Regno Unito vieta l'installazione di impianti a gas naturale a partire dal 2025.

4.1.4 Teleriscaldamento

Il teleriscaldamento, ampiamente sviluppato nei Paesi del nord Europa, non è di per sé una soluzione di decarbonizzazione ma bensì una tecnologia che facilita una maggiore penetrazione delle rinnovabili nel settore, e abilita una potenziale maggiore efficienza. La maggiore penetrazione di rinnovabili è facilitata principalmente per tre motivi: (i) perché l'economia di scala ammette soluzioni rinnovabili altrimenti meno convenienti; (ii) perché permettendo capacità di accumulo importanti ammette anche rinnovabili altamente fluttuanti, anche tramite elettrificazione; (iii) perché permette di captare fonti rinnovabili altrimenti non utilizzabili (e.g. calore di scarto, geotermia, ecc.). La potenziale maggiore efficienza è abilitata (i) sia perché la centralizzazione permette una minore fluttuazione del carico e una migliore modulazione degli impianti termici, (ii) sia perché le già citate potenzialità di accumulo permettono di adattare la domanda alla disponibilità delle risorse e fornire potenzialmente servizi ancillari al sistema elettrico, sgravando per altro la rete di distribuzione dal carico dovuto a una diffusione capillare delle pompe di calore. Va notato che la presenza della rete di distribuzione del calore è caratterizzata da perdite, non presenti invece negli impianti individuali. Tali perdite, a scapito quindi dell'efficienza, possono tuttavia essere molto ridotte con il teleriscaldamento di quarta generazione, che prevede basse temperature. Va notato, infine, che il Green Deal sottolinea il potenziale ruolo delle reti di teleriscaldamento nel fornire energia a basso costo.

Per tutti gli aspetti positivi citati, molti Stati europei prevedono misure per incrementare la quota di domanda di calore fornita tramite reti di teleriscaldamento. L'Austria, ad esempio, prevede incentivi per piccoli impianti di teleriscaldamento in aree rurali e per grandi impianti in aree urbane. L'Austria non dispone di una regolamentazione nazionale per l'installazione di nuove reti di teleriscaldamento che è gestita invece a livello locale. Il sussidio è subordinato al rispetto di criteri di sostenibilità economica ed efficienza e non deve superare i 200 000 €/MW. Complessivamente, l'Austria ha predisposto finora 60 milioni di €/anno per reti di teleriscaldamento, aumentando dal 2021 il budget a 100 milioni di €/anno con l'entrata in vigore dell'atto "espansione dell'energia rinnovabile". In Danimarca, dove esiste una forte competenza sul tema, il Ministero dell'Energia incoraggia le autorità locali a supportare i progetti di teleriscaldamento. La collaborazione tra i gestori degli impianti, le autorità locali, i consulenti e i fornitori di energia ha contribuito ad aumentare la conoscenza di questa tecnologia nel paese, permettendo lo sviluppo di nuove reti grazie ad una semplificazione del processo di concessione. La Danimarca ha deciso inoltre di sviluppare quanto più possibile una rete coordinata per il recupero del calore di scarto per mezzo di analisi costi-benefici, ad esempio dai poli industriali o gli impianti che gestiscono le acque reflue [33]. Il potenziale in Danimarca è stato stimato pari a circa 4-6 TWh, e l'ambizione è recuperarne almeno la metà entro il 2025.

4.2 Settore trasporti

Le strategie di decarbonizzazione del settore dei trasporti agiscono generalmente su due fronti: da un lato, la riduzione del numero e dell'utilizzo dei veicoli circolanti su strada; dall'altro, la sostituzione dei motori e/o dei combustibili ad oggi in uso, con importanti differenze fra i vari segmenti del trasporto. Dopo una prima sezione che fornisce una panoramica sull'evoluzione tendenziale del settore a partire dai vari piani e strategie (sezione 4.2.1), si pone dunque l'attenzione sulle misure più interessanti distinguendo tra mobilità leggera (sezione 4.2.2), veicoli pesanti (sezione 4.2.3), e altri segmenti, quali ferrovia, trasporto navale e aviazione (sezione 4.2.4).

4.2.1 Soluzioni tecnologiche presenti nei piani e nelle strategie

Nei Piani e nelle strategie dei vari contesti analizzati, è generalmente data importanza a un trasferimento del trasporto privato delle persone verso il trasporto pubblico (inteso anche come car sharing) e verso soluzioni di mobilità dolce. Sono inoltre considerate soluzioni di riduzione della domanda quali il telelavoro, lavoro agile e car pooling. Per quanto riguarda la mobilità di merci, è favorito lo spostamento dalla strada al trasporto su ferro, laddove possibile, poichè l'elettrificazione è più semplice.

Rispetto alla penetrazione di nuove tecnologie, l'elettrificazione è la soluzione maggiormente considerata per i veicoli leggeri. I veicoli elettrici abilitano infatti una penetrazione delle rinnovabili nel settore, oltre che una maggiore efficienza. Viene data importanza all'impatto sul sistema elettrico, in termini di capacità di generazione e rampe richieste e in termini di capacità di transito sulle reti di distribuzione. Tale impatto può essere mitigato con soluzioni di ricarica intelligente che, anzi, potrebbe addirittura dare più flessibilità al sistema (e.g. sfruttando momenti di eccesso di generazione). Il vehicle-to-grid (V2G), con la possibilità di reimmettere energia elettrica in rete, pur garantendo servizio di mobilità, potrà incrementare tale flessibilità.

L'elettrificazione diretta risulta invece complessa per i mezzi pesanti e per il traffico aereo e navale. La soluzione maggiormente considerata è dunque la sostituzione dei carburanti attualmente utilizzati con combustibili sintetici (elettrificazione indiretta) o con biocarburanti, se sostenibili. Per le merci è possibile, inoltre, contare su una migliore organizzazione della logistica che riduca i viaggi a vuoto. In generale, la soluzione vincente nel mondo del trasporto pesante, del traffico aereo e navale, dipenderà da dinamiche internazionali e strategie condivise (dovendo i veicoli rifornirsi in Stati o regioni differenti). Per il trasporto ferroviario, laddove la soluzione dell'elettrificazione non sia praticabile, può essere considerata l'elettrificazione indiretta, tramite idrogeno.

4.2.2 Mobilità leggera

Il settore dei trasporti dispone di misure economiche, fiscali, regolatorie, pianificatorie, educative, di ricerca e volontarie per ridurre i consumi energetici e svilupparsi in modo sostenibile.

Le principali misure regolatorie presenti a livello europeo sono contenute nella direttiva sugli standards emissivi per i veicoli venduti all'interno dell'Unione, da recepire in ogni Stato membro. Un esempio può essere identificato negli standard *EURO* per i veicoli commerciali leggeri. Tali direttive spingono l'industria del settore ad una progressiva riduzione delle emissioni medie del parco veicoli venduto. Il regolamento 2019/631 ha portato a un'emissione specifica media delle automobili vendute pari a 107,8 gCO₂-eq/km nel 2020 [57]. Sebbene l'obiettivo di 95 gCO₂-eq /km non sia stato rispettato, questo valore rappresenta comunque una sostanziale riduzione rispetto al 2019 (-12%, si tratta della prima diminuzione osservata dal 2016). Il regolamento è particolarmente favorevole per quanto riguarda la vendita di auto a emissioni molto

basse (<50 gCO₂-eq /km), inclusi veicoli elettrici puri (BEV) e a trazione ibrida di tipologia plug-in (PHEV), per spingere i produttori a raggiungere l'obiettivo complessivo in termini di gCO₂-eq /km.

Il percorso di graduale decarbonizzazione della mobilità leggera prevede già l'introduzione, da parte di molti Stati membri, di divieti alla vendita di veicoli con motore a combustione interna dopo una certa data prefissata. Per esempio, la Norvegia ha escluso nuove immatricolazioni di veicoli a trazione termica dopo il 2025. Svezia, Slovenia, Danimarca, Olanda, Islanda, Regno Unito e Irlanda hanno optato per il 2030, mentre Francia e Italia hanno posto il limite entro il 2040. La recente proposta di regolamento sul rafforzamento degli standard emissivi per le auto e i furgoni [58], contenuta nel pacchetto "Fit for 55", propone di vietare la vendita di veicoli a trazione termica entro il 2035 in tutti gli Stati membri, prevedendo una riduzione delle emissioni di CO₂ delle auto del 55% entro il 2030 (rispetto al 2021), per poi convergere al 100% entro il 2035. I veicoli commerciali leggeri (e.g. furgoni) dovranno invece ridurre le emissioni del 50% entro il 2030 e del 100% al 2035.

In merito al trasporto stradale leggero, sia di passeggeri che di merci, l'elettrificazione è attualmente considerata, a livello globale, la principale soluzione abilitante per la decarbonizzazione del settore e una delle poche in linea con le traiettorie delineate dalla IEA [33]. Analizzando il contesto europeo, in Figura 4.1 vengono presentate le percentuali di veicoli elettrici (EV) rispetto al totale delle nuove registrazioni di auto per il 2019, nei vari Stati membri. La Norvegia spicca come l'unico Paese in cui gli EV rappresentano la maggioranza del nuovo immatricolato. Si nota poi come vi siano altri dove la penetrazione sia già oltre il 10% (i cosiddetti "fast-movers"): sono principalmente Paesi del centro-nord Europa, come la Svezia, l'Islanda, l'Olanda, oltre alla Svizzera. Vi sono infine Paesi in cui la quota di EV è ancora inferiore all'1% delle nuove immatricolazioni ("slow-movers"), tra cui l'Italia e altri Paesi principalmente est-europei o baltici. Si precisa che i dati per il 2020, che hanno segnato una accelerazione del settore, non sono ancora resi disponibili dalla European Environment Agency (EEA) [59]. Tuttavia, si fa menzione del fatto che il mercato italiano si è evoluto nel periodo 2020-21, giungendo nel luglio 2021 a una quota di immatricolato elettrico sul totale pari a circa l'8%, considerando i dati year-to-date²⁵ [60].

²⁵ Con l'espressione si intende il periodo che va dall'inizio dell'anno considerato (1 gennaio 2021) al presente, che per l'analisi in questione si identifica con luglio 2021

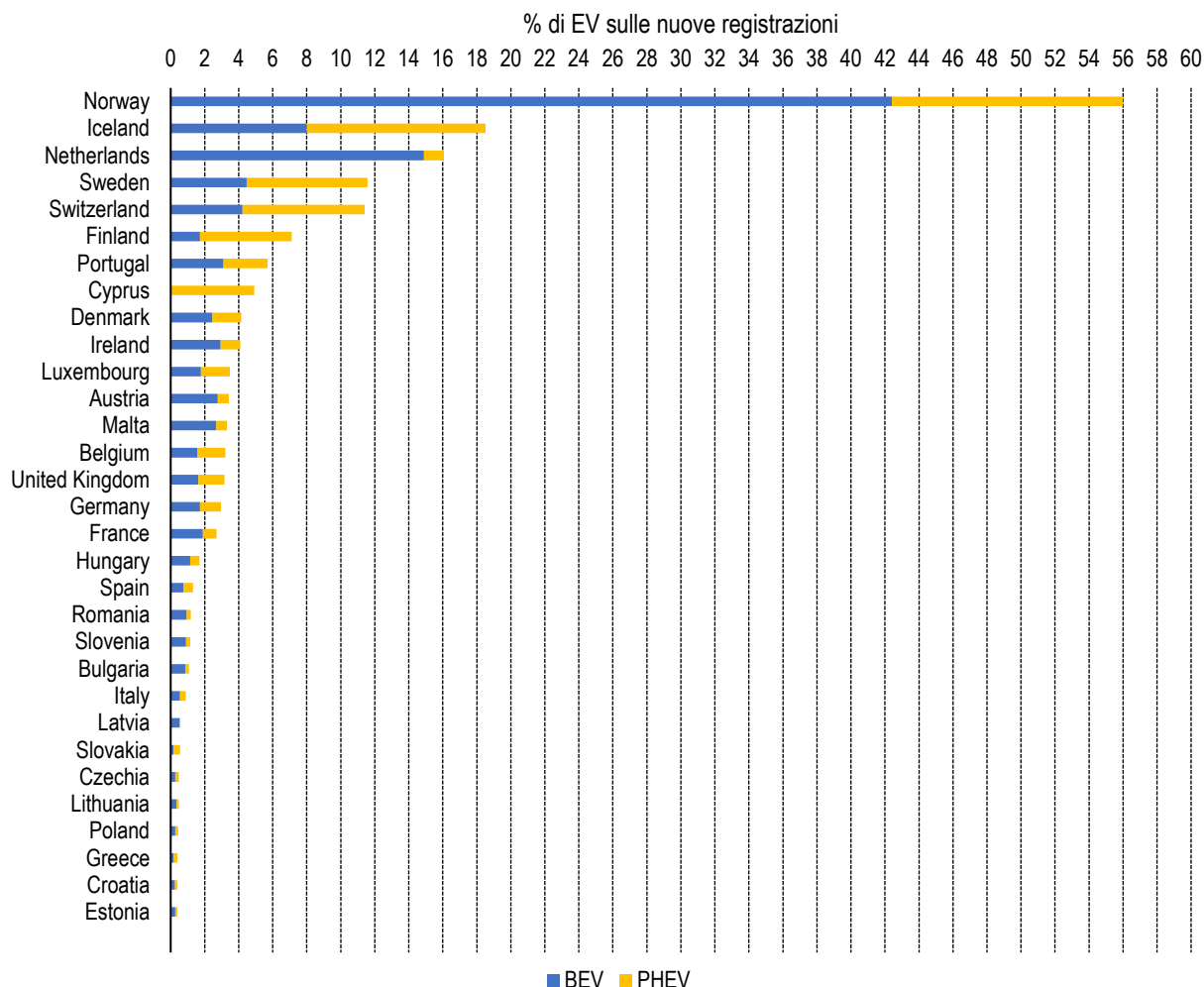


Figura 4.1 - Penetrazione di EV sul totale delle nuove registrazioni nel 2019

Per favorire lo sviluppo della mobilità elettrica gli Stati cercano, per quanto possibile, di limitare le barriere che ne impediscono la diffusione su larga scala (e.g. il costo di acquisto del veicolo, la scarsa diffusione dell'infrastruttura di ricarica e la limitata autonomia dei veicoli).

Numerosi Stati, tra cui Norvegia, Francia, Germania, Italia, Regno Unito e Austria, offrono forme di incentivazione all'acquisto. Il documento *Electric vehicles: tax benefits & purchase incentives* [61] della European Automobile Manufacturers' Association (ACEA), mostra il contributo statale e il carico fiscale nei diversi Paesi dell'Unione, ma anche la durata e la differenza tra le misure implementate. La Francia, ad esempio, introduce diverse misure: un bonus ambientale e un bonus di conversione dedicato principalmente ai soggetti a basso reddito e ai lavoratori che coprono lunghe distanze per raggiungere il luogo di lavoro e che rottamano un'auto inquinante. I due schemi sono cumulabili e assicurano un incentivo massimo fino a 14 mila euro [62]. Italia e Svezia hanno optato per uno schema di tipo "Bonus Malus" (in Figura 4.2 è riportato l'esempio svedese che prevede un incentivo-disincentivo lineare con l'emissione del veicolo). Similmente anche l'Austria ha stabilito che la tassa assicurativa sia in funzione dell'impatto emissivo del motore dell'auto.

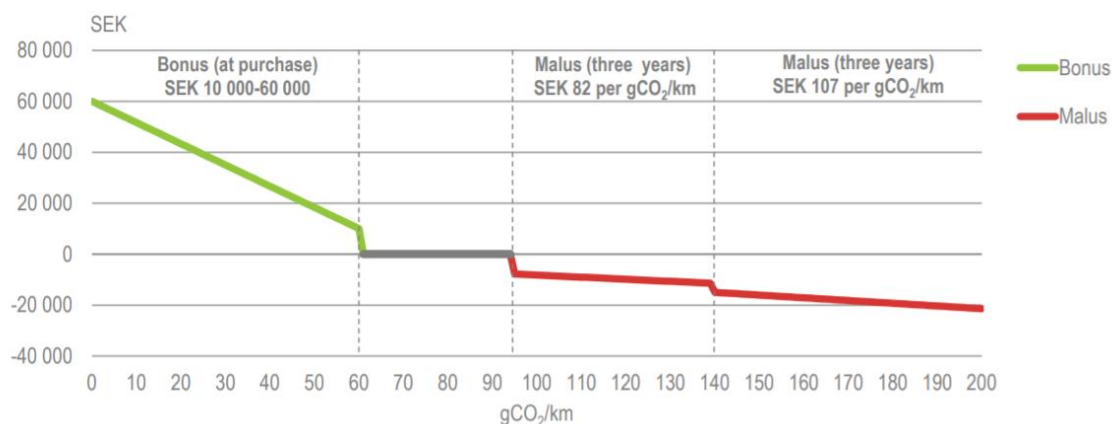


Figura 4.2 - Schema "bonus malus" adottato in Svezia: sussidio e tasse in funzione del fattore di emissione (10 SEK corrispondono circa a 1 €). Fonte [40]

Esistono incentivi anche non direttamente dedicati ai veicoli, quali, ad esempio, gli incentivi per l'acquisto di wall-box per la ricarica domestica. Tale opportunità è presente, ad esempio, in Francia e in Italia. Più in dettaglio, l'incentivo francese ha coperto, tra il 2018 e il 2020, il 50% della spesa fino a un limite di 1000 € (il budget della misura è stato di 9 milioni di € l'anno). L'Italia consente tutt'ora la medesima percentuale di detrazione con limite pari a 3000 €. Il Regno Unito sta valutando la possibilità di rendere obbligatoria la presenza di un punto di ricarica con tecnologia smart in ogni edificio residenziale e del settore terziario; mentre, ad ora, offre un incentivo che copre il 75% della spesa fino a un massimo di circa 410 €, in vigore almeno fino al 2022 [63].

Fondamentale per la diffusione dei veicoli elettrici è l'infrastruttura di ricarica. Quest'ultima può essere identificata a seconda della modalità: (i) domestica, (ii) presso il posto di lavoro oppure (iii) ad accesso pubblico²⁶. A livello europeo, la revisione della direttiva sull'infrastruttura dei carburanti alternativi (DAFI) [64], contenuta nel pacchetto di proposte "Fit for 55", prevede di aggiungere 1 kW di capacità di ricarica per ogni auto elettrica immatricolata e di sviluppare una rete di ricarica sulle principali autostrade che abbia un punto di ricarica ogni 60 km, con 300 kW di potenza al 2025 e 600 kW al 2030. La direttiva definisce la presenza dei punti di ricarica e la relativa potenza anche per altri contesti (e.g. i luoghi pubblici) sia per i veicoli commerciali leggeri che per i veicoli pesanti, rispettivamente al 2025 e al 2030.

L'infrastruttura di ricarica pubblica (o ad accesso pubblico) deve essere pianificata accuratamente per diminuire i problemi di "range anxiety"²⁷ ma anche di promuovere modalità di ricarica che meglio si configurino con i costi di sistema (ad esempio i costi di nuove infrastrutture, di nuove connessioni o i costi dell'energia per l'utente finale). Per promuovere la ricarica intelligente, una prima regolazione incentivante riguarda le "Agevolazioni per la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico nelle ore notturne e nei festivi" [65] promosse dall'ARERA e implementate dal GSE. Si tratta della possibilità, presso i contatori domestici e quelli associati ai garage privati, di aumentare il prelievo di potenza fino a 6 kW nella fascia F3 (la fascia "off-peak" per la bolletta elettrica), senza alcun costo ulteriore per l'aumento di potenza

²⁶ La ricarica presso un luogo pubblico può essere a sua volta suddivisa in ricarica alle destinazioni (ad esempio quella offerta da un supermercato ai propri clienti nel parcheggio dello stesso) e ricarica pubblica (quella presso le colonnine di ricarica poste sul suolo pubblico)

²⁷ Con l'espressione si intende la preoccupazione del proprietario del veicolo elettrico di non disporre di una quantità di energia elettrica negli accumuli elettrochimici della vettura sufficiente a consentirgli di coprire l'intera distanza del viaggio programmato. Situazione che comporterebbe quindi la necessità di trovare una stazione di ricarica lungo il tragitto, prevedendo così deviazioni e tempistiche maggiori

disponibile. Questo dovrebbe favorire, nell'ambito della ricarica domestica, la diminuzione del picco serale e lo spostamento del carico nelle ore notturne, con un effetto benefico di peak-shaving per il sistema elettrico²⁸.

Una ulteriore soluzione consiste nell'elettrificazione di brevi tratti stradali (specialmente autostrade) per consentire la ricarica dinamica²⁹ dei veicoli e in tal modo garantire un tempo di sosta più breve o addirittura nullo. La Svezia ha già in sperimentazione due tratti e altri due sono in fase di costruzione. Questa soluzione avrebbe una ricaduta sia sul trasporto leggero, che pesante, consentendo soprattutto a quest'ultimo (e.g. camion per trasporto merci e mezzi pubblici), di aumentare il tempo di marcia senza ricorrere alla ricarica e quindi superare le criticità di autonomia e maggiore potenza di ricarica richieste.

Infine, una misura indiretta di incentivazione è la creazione di zone a basse emissioni (e.g. Area C e Area B nel comune di Milano), la promozione di parcheggi dedicati o l'accesso a corsie preferenziali ai veicoli a zero emissioni. Un esempio è il "Federal Road Tolls act" del 2019, in Austria, che prevede una riduzione temporanea (5 anni), dei pedaggi per i veicoli a zero emissioni con un peso fino a 3,5 t.

Mobilità dolce e pianificazione territoriale

Esistono soluzioni non tecnologiche che possono agire sulla riduzione della domanda di mobilità leggera tramite shift modale verso la mobilità cosiddetta *dolce* (bicicletta, piedi) oppure verso il trasporto pubblico locale. Sono numerosissime le iniziative volte a favorire la mobilità dolce e la creazione di spazi di scambio intermodale. Vengono qui riassunte le principali misure implementate (o in procinto di esserlo), generalmente indirizzate a favorirne la diffusione fra la popolazione. Le misure possono essere indirette, agendo sulle maggiori criticità (continuità delle piste ciclabili, sicurezza, segnaletica adeguata, parcheggi dedicati; strutture per interventi di riparazione lungo i percorsi) o di promozione diretta, come nel caso della proposta francese di campagne educative per migliorare la conoscenza e la cultura della bicicletta specialmente nelle scuole, in modo da creare nuove generazioni di ciclisti [66], o la proposta austriaca di campagne che mostrino i benefici dell'uso della bicicletta per la salute umana [67]). In generale, lo sviluppo delle piste ciclabili è necessario per incrementare l'utilizzo della bicicletta: a titolo di esempio, il Portogallo prevede di raggiungere l'obiettivo di 10 000 km di piste ciclabili entro il 2030 attraverso la "strategia nazionale per la mobilità attiva e la bicicletta"; l'Italia prevede, con il PNRR, di costruire 570 km di percorsi ciclabili urbani e 1200 km di percorsi turistici ciclabili.

Alcune politiche si concentrano anche sugli spostamenti a piedi. L'analisi annuale di Isfort [68], che analizza la distribuzione della domanda di mobilità degli italiani, evidenzia che il 32% degli spostamenti che copre una distanza inferiore a 2 km mentre il 42% è compreso tra 2 e 10 km. Questo dato suggerisce che la maggior parte degli spostamenti giornalieri potrebbe avvenire a piedi o tramite mezzi di trasporto non motorizzati (o eventualmente elettrici di piccola potenza). L'Austria, ad esempio, promuove l'utilizzo di percorsi pedestri tramite campagne di sensibilizzazione e l'aumento della sicurezza degli stessi. Questa modalità è favorita da un accesso completo e sicuro al trasporto pubblico locale, sia per le aree residenziali che industriali. Complessivamente gli Stati europei ambiscono a concepire la mobilità come un servizio flessibile e locale, combinando il trasporto pubblico locale tradizionale (treno e bus) con servizi di mobilità flessibile come car

²⁸ L'agevolazione sarà attiva per tutti gli utenti elettrici che ne faranno richiesta dal 1° luglio 2021 al 31 dicembre 2023.

²⁹ La ricarica può essere di tipo conduttivo o induttivo, nel caso in cui ci sia o meno un collegamento fisico con l'infrastruttura. Il tempo di ricarica è inferiore per la ricarica conduttiva.

sharing, bike sharing, taxi, car pools e infine integrando tali servizi digitalmente, in modo da creare una valida alternativa all'auto privata.

Tra le misure dirette ci sono sussidi economici. In Portogallo, ad esempio, è previsto un incentivo per l'acquisto di biciclette tradizionali ed elettriche (similmente a quanto è avvenuto in Italia per le biciclette elettriche). Per il trasporto pubblico, si menziona l'azione intrapresa dal governo austriaco, che ha stanziato 240 milioni di € a partire dal 2021 per incentivare l'utilizzo del trasporto pubblico in tutto il territorio. Il provvedimento chiamato "1 2 3 Climate Ticket" prevede un abbonamento annuale a tutti i mezzi pubblici al costo di 3 € al giorno, 2 € nel caso si preferisca viaggiare all'interno della regione e infine 1 € nel singolo municipio [69]. L'iniziativa austriaca è simile al modello svizzero che offre lo stesso servizio, chiamato "abbonamento generale". Esistono infine delle riduzioni per over 65 e under 25, già attive sul territorio regionale.

Si menzionano infine anche misure di tipo regolatorio, come il "pacchetto per la mobilità sostenibile", in Francia, che obbliga il datore di lavoro (sia pubblico che privato) a garantire ai propri dipendenti almeno il 50% del costo dell'abbonamento ai mezzi pubblici oppure sostenere parte dei costi di trasporto nel caso in cui venga scelta la bicicletta o il car pooling fino a un massimo di 600€ [70].

4.2.3 *Veicoli pesanti*

Mentre l'elettrificazione può giocare un ruolo di primo piano nella decarbonizzazione della flotta di veicoli leggeri, per i veicoli pesanti la situazione è più complessa. Maggiori autonomie e potenze di ricarica richiederebbero un maggior numero di batterie, con un impatto significativo per peso e dimensioni. Per questa categoria emerge quindi l'esigenza di introdurre soluzioni alternative, prevedendo la decarbonizzazione dell'attuale ventaglio di alimentazioni, favorendo così l'introduzione di carburanti di origine sintetica o biologica oppure ancora incentivando il cambio modale verso modalità di trasporto alternative (e.g. trasporto ferroviario). Va notato che l'opzione dei carburanti rinnovabili ha valenza anche per la flotta di veicoli leggeri, che ne sarà però verosimilmente meno interessata.

Nel contesto europeo, gli Stati membri, in ottemperanza alla direttiva 2009/28/CE e la successiva (UE) 2015/1513, hanno adottato come schema per la promozione dell'utilizzo di combustibili rinnovabili l'obbligo di immissione (miscelazione) di quote crescenti nel tempo, in carico ai produttori e importatori di combustibili fossili per autotrazione. Questa tipologia di carburanti dispone inoltre di una regolamentazione specifica, facendo sì che siano esenti dalle tasse di importazione, fornitura e produzione alle quali sono soggetti i carburanti fossili tradizionali.

Una modalità indiretta per decarbonizzare il settore dei trasporti coinvolge il ricorso all'idrogeno (di origine rinnovabile). Nella mobilità su gomma a idrogeno, alcuni Paesi europei hanno fissato obiettivi particolarmente sfidanti circa il rinnovamento della propria flotta di vetture. L'Olanda, per esempio, definisce il traguardo intermedio al 2025 di 18 000 veicoli a celle a combustibile alimentati a idrogeno, seguito da un ben più ambizioso livello di 300 000 unità circolanti al 2030. Per fare un confronto, in Spagna, con una popolazione quasi tripla rispetto a quella olandese, si prevedono, per il 2030, fino a 7000 veicoli ad idrogeno per il trasporto merci. In parallelo, alcuni Stati membri della UE definiscono una roadmap sullo sviluppo di una rete di infrastrutture di rifornimento per autotrazione: il Portogallo fissa come obiettivo per il 2030 l'installazione di 50-100 punti di vendita di idrogeno, mentre la Spagna definisce la soglia di 150-200 nuove

stazioni. Nella Strategia Nazionale sull'idrogeno francese non vengono fissati obiettivi numerici, ma viene definito un finanziamento complessivo di circa 920 milioni di € destinati a progetti di decarbonizzazione della mobilità pesante nel periodo 2021-2023. La strategia italiana sull'idrogeno fornisce indicazioni principalmente per i trasporti pesanti (i.e. camion a lungo raggio), fissando una penetrazione di almeno il 2% di camion a celle a combustibile sul totale della flotta (circa 200 000 unità), entro il 2030 (ma con un potenziale di penetrazione anche più alto, del 5-7%). In merito al potenziamento delle infrastrutture per la fornitura di idrogeno, il PNRR prevede l'installazione di 40 stazioni di rifornimento per autotrazione [71].

Un'altra possibilità di decarbonizzazione è identificata dal ricorso al biometano. Alcuni Stati, tra cui Italia e Danimarca, ne incentivano l'utilizzo nel settore trasporti attraverso meccanismi specifici. Ad esempio, in Italia, i distributori di carburanti sono obbligati a comprare delle quote di biometano in funzione del volume di idrocarburi venduti dall'azienda, oppure possono produrre biometano autonomamente, come avviene per gli altri carburanti rinnovabili.

Infine, va notato che, nonostante l'elettrificazione dei trasporti pesanti sia di più difficile realizzazione, esistono ad oggi misure di incentivazione in alcuni Stati membri. Ad esempio, il Piano per la mobilità elettrica francese prevede un contributo pari a 50 mila € per l'acquisto di camion, a 30 mila € per l'acquisto di autobus o autocarri, ed entrerà in vigore dal 2021. Oppure il già menzionato "Federal Road Tolls act" in Austria, in cui a partire dal 2020 e per 5 anni, si prevede un dimezzamento del costo dei pedaggi per i veicoli (elettrici o a idrogeno) con un peso superiore a 3,5 t.

4.2.4 *Ferrovia, aviazione e trasporto navale*

Questa sezione descrive brevemente alcuni Piani dedicati ai settori considerati, per offrire una panoramica sulle priorità, spesso condivise da molti Stati membri, e sulle risorse che sono in procinto di essere investite.

Lo sviluppo del **trasporto ferroviario**, per persone e merci, è un argomento ampiamente discusso dalle politiche climatiche europee, in quanto la sua diffusione contribuisce all'elettrificazione del settore trasporti. In Austria, nei prossimi 5 anni, saranno investite risorse nel miglioramento dell'infrastruttura ferroviaria aumentando il tasso di elettrificazione dal 73 al 85% [72]. Una cifra complessiva pari a 3,4 miliardi di € sarà destinata all'ammodernamento e all'acquisto di nuovi treni che consentiranno di aumentare il traffico ferroviario notturno, specialmente quello internazionale verso Italia, Svizzera, centro Europa e Spagna (Barcellona). Il Piano austriaco considera il treno come una valida alternativa all'auto privata per raggiungere grandi eventi, alleggerendo in modo sostanziale il traffico stradale in tali occasioni. Il piano supporta per mezzo di incentivi economici la creazione e l'ammodernamento di centri logistici multi-modal per aumentare il trasporto su ferro. Inoltre, considera la possibilità di stipulare accordi bilaterali per ridurre i tempi di sosta alla dogana e aumentare la competitività del trasporto ferroviario. L'Austria dedicherà anche parte del budget infrastrutturale alla sperimentazione di nuove linee con treni a idrogeno in sostituzione degli attuali diesel [73]. Il Piano di sviluppo della rete ferroviaria portoghese prevede un investimento di circa 10,5 miliardi di € per sostenere 16 progetti entro il 2030. In generale è in programma la completa elettrificazione delle tratte ferroviarie [74] e allo stesso modo del piano austriaco sono dedicati 200 milioni di € al programma per l'ammodernamento dei terminali multi-modal per rendere più attraente questa forma di trasporto. Per quanto riguarda l'Italia, il PNRR definisce l'obiettivo di 9 stazioni di rifornimento di idrogeno lungo 6 linee ferroviarie (che si vanno ad aggiungere alle 40 previste per l'autotrazione) [71].

La decarbonizzazione del **trasporto aereo** è ostacolata dalla difficoltà a elettrificare i mezzi che devono percorrere lunghe distanze (impossibilitati o con forti difficoltà ad effettuare un rifornimento intermedio) e dalla non economicità, ad oggi, delle alternative non fossili per sostituire i carburanti ad alta densità energetica utilizzati attualmente (principalmente kerosene). Secondo la IEA, l'alternativa sintetica del

kerosene, a partire da idrogeno verde combinato con la CO₂, pur considerando una forte riduzione di costo dal valore attuale, potrebbe raggiungere al 2050 un costo di circa 130-300 USD per barile. Ad un tale costo il carburante sintetico necessiterebbe di un prezzo della CO₂ di circa 250-400 USD/tonnellata per essere competitivo con il kerosene fossile (il costo di produzione attuale è di circa 25 USD/barile). La Commissione europea ha affrontato il problema nella proposta di direttiva sul mercato ETS contenuta nel pacchetto “Fit for 55” che prevede di rimuovere - gradualmente entro il 2027 - i permessi gratuiti di emissione per il settore aereo (già incluso nel mercato). Sempre della Commissione europea è la proposta “*Regulation of the european parliament and of the council - on ensuring a level playing field for sustainable air transport*” [75] del luglio 2021, attraverso la quale si vuole definire un percorso di progressiva penetrazione di carburanti di origine sintetica (noti con l’acronimo di Sustainable Aviation Fuels, SAF), per i quali è previsto un potenziale di almeno il 28% del mix di carburanti utilizzati al 2050. I NECP di diversi stati riportano comunque alcune misure di facile implementazione, sebbene di impatto limitato. Tra queste, vi sono l’adozione di rotte aeree libere da vincoli e l’implementazione di un profilo di discesa ottimizzato per migliorare l’efficienza delle fasi di volo verticali. La Svezia è l’unico paese che ha introdotto, già dal 2018, una tassa sul trasporto aereo in funzione della destinazione, con un incremento del costo del biglietto di circa 6 €, 26 € e 41 € in base alla distanza di volo.

Per quanto riguarda il **trasporto navale**, una misura di interesse, presente ad esempio nei PNRR di Italia e Francia, ha a che fare con i porti verdi: l’obiettivo è poter collegare le imbarcazioni all’infrastruttura elettrica durante l’attracco, evitando così di tenere accesi i motori. Inoltre, i piani prevedono l’elettrificazione della logistica del porto. Per favorire il cambio modale del trasporto merci è inoltre considerato in alcuni casi il trasporto fluviale, meno emissivo per unità di bene trasportato.

4.3 Industria

La decarbonizzazione del settore industriale richiede un approccio specifico per diversi comparti che lo compongono. Dopo una prima sezione che fornisce una panoramica sull’evoluzione tendenziale complessiva del settore (sezione 4.3.1), si pone l’attenzione sulle misure più interessanti distinguendo tra industria non-ETS (sezione 4.3.2) e industria ETS (sezione 4.3.3)

4.3.1 Evoluzione tendenziale

Le possibili tecnologie che abilitano la decarbonizzazione nei diversi sottosettori industriali dipendono dalla temperatura dei processi. Nei processi a basse temperature è possibile sfruttare il solare termico, pompe di calore con generazione elettrica rinnovabile e recupero di calore di scarto. Nei processi a media e alta temperatura, si potranno sostituire i combustibili fossili con bioenergie o si potranno usare tecnologie alternative che sfruttano l’elettricità in modo diretto (e.g. microonde, arco elettrico) o indiretto (con idrogeno da elettrolisi), eventualmente insieme a sistemi di carbon-capture-storage (CCS). Oltre ad un cambio della tecnologia o dei combustibili sarà possibile e auspicabile efficientare i processi. La decarbonizzazione dell’industria passa anche dalle materie prime. Sarà quindi necessario sostituirne alcune (e.g. il petrolio con biomasse e l’idrogeno nella chimica), modificare i processi industriali (e.g. produzione di acciaio primario tramite elettrowinning) ed eventualmente utilizzare sistemi di CCS per evitare le emissioni di CO₂ di processo. La necessità di idrogeno e di cattura di CO₂ potrebbe portare a poli locali di produzione, accumulo e consumo di entrambi.

Nel complesso, la trasformazione tecnologica è importante: potrà richiedere un riadattamento degli spazi per ospitare processi differenti e potrà richiedere tempi non per forza compatibili con la vita utile degli

impianti esistenti. La difficoltà di previsione dei volumi e delle tipologie di produzione futuri, inoltre, risultano di ostacolo ad una pianificazione accurata del percorso. Segnali forti e stabili dalle politiche saranno cruciali per affrontare questi passaggi.

L'industria potrà comunque ricavare anche opportunità dal percorso di decarbonizzazione del resto del sistema energetico, poichè sarà necessario produrre in massa nuove tecnologie, vettori energetici e materiali fondamentali: per esempio le raffinerie potranno convertirsi alla produzione di biocomustibili o combustibili sintetici, mentre la produzione di materiali per l'edilizia sostenibile avrà verosimilmente ampio mercato.

4.3.2 *Industria non-ETS*

Le principali misure a supporto della transizione ecologica per le aziende che non ricadono nel mercato ETS riguardano l'incremento dell'efficienza energetica dei processi produttivi, la loro sostituzione e l'installazione di impianti ad energia rinnovabile. Regolamenti e direttive europee disciplinano alcuni specifici settori attraverso l'applicazione di standard minimi di qualità da rispettare oppure il divieto di utilizzo o vendita di alcuni prodotti (e.g. la plastica monouso). Tutti gli Stati membri supportano le industrie attraverso diversi meccanismi incentivanti, simili tra di loro. Si riassumono qui i più comuni:

- disincentivi fiscali. Esempi sono la tassazione sul carbonio o sul consumo di energia per le imprese, che possono favorire alcuni vettori energetici piuttosto che altri (e.g. il gas in sostituzione del carbone), oppure interventi di efficienza energetica;
- incentivi fiscali: esempi comuni sono le detrazioni fiscali e i crediti di imposta (ex Industria 4.0 ora Transizione 4.0) per interventi di innovazione tecnologica, R&S, efficienza energetica e per la produzione di energia rinnovabile. È importante prevedere, oltre che la gestione ottima del carico fiscale, incentivi per il tessuto sociale più vulnerabile (compensativi) e per il tessuto economico al fine di accelerare la transizione ecologica [76];
- fondi di garanzia sul capitale investito o prestiti a basso tasso di interesse (e.g. Fondo Nazionale per l'efficienza energetica);
- contributi a fondo perduto.
- Regolamentazioni e standard minimi qualitativi per i prodotti, i processi industriali e la gestione delle risorse (economia circolare, design del prodotto, ecc.).

Va aggiunto, inoltre, che il contesto legislativo può favorire la nascita di aziende che sviluppino nuove tecnologie all'avanguardia, creando così nuove realtà industriali sul territorio.

In Svezia, la tassa sul carbonio, in vigore dal 1991 raggiungendo un valore di 120 €/tCO₂ nel 2020, ha permesso di ridurre significativamente l'utilizzo di olio combustibile nell'industria. Il contesto normativo ha inoltre indirizzato il teleriscaldamento verso il recupero del calore di scarto. Da quando è entrato in vigore il mercato ETS, la tassa svedese riguarda solo le industrie che non sono soggette agli obblighi dello schema. In Europa, diversi altri Stati hanno introdotto la tassa sul carbonio per includere le emissioni di tutti i settori non facenti parte del mercato ETS (non solo l'industria). La Svizzera impone circa 100 €/tonCO₂ emessa, seguita dal Liechtenstein (90 €/tonCO₂), la Finlandia (68 €/tonCO₂), la Norvegia (52 €/tonCO₂), la Francia (circa 50 €/tonCO₂) e la Danimarca (26 €/tonCO₂) [77]. Tali Stati, ad eccezione della Finlandia³⁰, rappresentano anche le economie meno emissive per unità di PIL al mondo [40].

³⁰ Il mix energetico finlandese è caratterizzato dall'utilizzo del carbone.

Nel contesto italiano, i bandi delle Regioni o delle Province autonome, sostenuti soprattutto grazie alle risorse della programmazione comunitaria (il Fondo Europeo per lo Sviluppo Regionale – FESR e il Fondo Sociale Europeo – FSE), sono uno strumento utilizzato nella direzione della decarbonizzazione dell'industria. Due esempi di misure in questo framework sono (i) i contributi a fondo perduto per la diagnosi energetica delle PMI e per l'adozione della norma ISO 50001 (Regione Lombardia [78]) e (ii) i finanziamenti a tasso agevolato (sul 70% dell'importo) per interventi che promuovono l'utilizzo di energia rinnovabile e l'efficienza energetica, supportati anche da un contributo a fondo perduto la diagnosi energetica, lo studio di fattibilità e la preparazione del progetto (Regione Emilia-Romagna [79]). Regione Lombardia ha inoltre recentemente pubblicato un bando per la riduzione del consumo energetico e per l'installazione di impianti fotovoltaici con uno stanziamento di circa 2,3 e 10 milioni di € rispettivamente ([80][81]);

4.3.3 *Industria pesante (ETS)*

Per *industria pesante* si intendono quei settori industriali particolarmente energivori, con processi che si basano sull'utilizzo di combustibili fossili sia come materia prima, sia come vettore energetico, la cui sostituzione è difficile e allo stato dell'arte non economicamente competitiva. Per la decarbonizzazione di questi settori è necessario un intervento regolatorio che da un lato incentivi e dall'altro penalizzi i processi produttivi per garantire una transizione efficiente ed equa. In assenza di un accordo a livello globale, risulta necessario proteggere adeguatamente l'industria di quei paesi che hanno leggi climatiche più ambiziose. In tale direzione, l'impegno dell'Unione europea potrebbe concretizzarsi con l'introduzione di una tassa alla frontiera, definita dalla proposta di regolamento "Carbon Border Adjustment Mechanism", in base all'impronta di carbonio del bene importato.

Delle linee guida per raggiungere la neutralità climatica al 2050 nel settore industriale sono contenute nello studio "NetZero" della IEA [82]. La IEA indica l'elettrificazione dei processi industriali, per quanto possibile, come strategia più importante; in secondo luogo, esorta l'introduzione dell'idrogeno sia come combustibile sia come materia prima (feedstock) per la costituzione di materie seconde, come ad esempio il metanolo nell'industria chimica³¹. Infine la strategia non prescinde dall'impiego della tecnologia di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica per quei processi industriali difficilmente decarbonizzabili nel breve termine. Secondo la IEA, infatti, per poter raggiungere l'obiettivo al 2050, nelle economie avanzate dovranno essere introdotte già dal 2024 strategie per l'introduzione e implementazione della cattura e lo stoccaggio o il riutilizzo dell'anidride carbonica (CCUS). Tali investimenti devono comprendere anche l'infrastruttura per la gestione della CO₂ catturata (tra cui il trasporto sostenibile) e la produzione di idrogeno. Oltre al ricorso alla gestione del carbonio, sarà infatti necessario sviluppare nel medio termine un contesto che acceleri gli investimenti per incrementare l'utilizzo dell'idrogeno soprattutto per il settore dell'acciaio e della chimica.

In particolare, il documento sottolinea che il settore cementizio dovrà poter contare, entro i prossimi tre o quattro anni, sull'intera infrastruttura per la cattura della CO₂. Il contesto regolatorio e legale dovrà quindi essere chiaro e pronto anticipatamente al fine di implementare tali infrastrutture in modo efficace ed evitare che la produzione si delocalizzi dove le norme sono meno stringenti. Infine, la IEA suggerisce che tutti gli impianti installati in futuro, se basati su tecnologia tradizionale dovranno prevedere la predisposizione dell'impianto per la futura sostituzione del processo produttivo o la cattura del carbonio.

³¹ Alcuni Paesi hanno già definito degli obiettivi specifici nelle loro Strategie Nazionali sull'Idrogeno per il 2030: per esempio la Spagna ha fissato il traguardo del 2% dei consumi energetici finali per il solo settore industriale soddisfatti attraverso idrogeno; oppure l'Italia, che nelle linee guida preliminari ha proposto di sostituire l'attuale idrogeno grigio usato nei settori della chimica, della raffinazione e nell'industria siderurgica, con soluzioni a basse emissioni (circa 0,5 Mt di H₂ annue o 16 TWh, l'1% degli impieghi finali)

Gli schemi e le misure incentivanti che in passato si sono rivelate più efficaci nell'introduzione di tecnologie innovative sono, secondo la IEA: (i) investimenti pubblici (public procurement) che possano incoraggiare quelli privati (private procurement) non appena i costi delle tecnologie scederanno; (ii) contratti per differenza; (iii) standard minimi ambientali; (iv) prestiti agevolati o a basso tasso di interesse.

La direttiva europea sull'efficienza energetica, recepita da tutti gli Stati membri, è una misura regolatoria importante che prevede ad esempio l'obbligo di eseguire la diagnosi energetica per le imprese energivore, per mostrare gli interventi ed i risparmi realizzabili; gli Stati membri, tra cui l'Italia (e.g. attraverso i Certificati Bianchi), predispongono poi incentivi di diversa tipologia, come prestiti o sussidi, per implementare gli interventi proposti dalla diagnosi. Una misura implementata in Svezia, rivelatasi efficace è costituita dagli accordi volontari (Voluntary Agreements) tra lo Stato (per mezzo dell'Agenzia dell'energia) e le industrie energivore³². L'accordo prevede che l'azienda sia esente dalla tassa sull'elettricità a patto che: (i) esegua nei primi 2 anni la diagnosi energetica dei processi industriali e implementi un sistema di gestione dell'energia; (ii) implementi le misure di efficientamento con tempo di ritorno pari o inferiore a 3 anni (mentre le misure con tempo di ritorno maggiore sono volontarie e non obbligatorie). Nel caso in cui l'azienda non soddisfi i vincoli dell'accordo dovrà semplicemente restituire la tassa sull'elettricità [83].

Un ultimo strumento, specifico per l'industria dell'acciaio e della chimica viene proposto nella strategia nazionale sull'idrogeno della Germania [84], con la creazione di un sistema di "Carbon Contracts for Difference"³³ (CfD). Attraverso tale strumento si prevede la compensazione, da parte dello Stato, della differenza di prezzo fra il costo concordato contrattualmente per le emissioni di gas climalteranti evitate ed il prezzo in regime ETS per l'impianto in questione. Qualora in futuro il costo della CO₂ in regime ETS fosse superiore al prezzo concordato, le aziende che avessero beneficiato di sussidi da parte dei governi federali dovrebbero cedere questa differenza nuovamente allo Stato.

³² L'industria è definita energivora in Svezia se l'acquisto di energia vale almeno il 3% della produzione oppure se la tassa sul carbonio dovuta vale 0,5% del valore aggiunto.

³³ Questa tipologia di contratti prevede la compensazione, da parte dell'acquirente verso il venditore, della differenza di prezzo fra il costo di un bene concordato nel contratto ed il suo valore attuale. Se però tale differenza risulta negativa, il rimborso avviene a parti invertite

Appendice A - Il sistema elettrico

Il sistema elettrico è un complesso insieme di varie attività, di asset e infrastrutture che devono agire in maniera coordinata nel tempo e nello spazio ai fini di convogliare una certa generazione di energia elettrica a tutti i clienti finali, mantenendo costantemente il bilanciamento tra generazione e consumo.

Il luogo di generazione dell'energia elettrica è spesso vincolato da esigenze geografiche. Esse vanno dalla necessità di porsi in prossimità della risorsa con cui si produce energia (è il caso, ad esempio, dell'idroelettrico che necessita di corsi d'acqua o bacini nelle vicinanze) alla necessità di disporre di grandi spazi e di lontananza dai centri abitati (è il caso delle centrali termoelettriche o dei termovalorizzatori). Il luogo di consumo è invece legato alla presenza di attività antropiche: i consumatori elettrici sono di tipo domestico, industriale, commerciale, oltre ai consumatori legati ai servizi pubblici (ad esempio, l'illuminazione pubblica). È evidente la necessità di una infrastruttura per trasportare l'energia dai luoghi di produzione a quelli di consumo: la rete di trasmissione e distribuzione elettrica. Oltre alla mera produzione di energia, è necessario esercire il sistema elettrico con accuratezza: l'energia elettrica deve essere infatti prodotta simultaneamente al momento del consumo. Il dispacciamento del sistema elettrico si occupa di mantenere il bilanciamento tra generazione e consumo e di verificare il mantenimento dei parametri di rete (frequenza, tensione di rete, flusso di potenza sulle linee): i servizi ancillari o servizi per il dispacciamento servono a questo.

Per quanto riguarda la rete elettrica, un'eventuale concorrenza nell'infrastruttura risulterebbe nella duplicazione della stessa. I servizi di trasmissione, distribuzione e misura (o gestione del contatore) elettrica sono quindi monopoli naturali, gestiti da concessionari.

Agli "estremi", cioè generazione e vendita, può esserci competizione tra fornitori: possono essere utilizzate diverse tecnologie o diverse forme contrattuali per produrre e vendere energia ai clienti finali attraverso il mercato elettrico (o borsa elettrica). Anche i servizi ancillari sono servizi a mercato.

In Figura A.1 è osservabile una panoramica dei servizi che evidenzia quelli a mercato (gli estremi) e quelli regolati (l'infrastruttura).

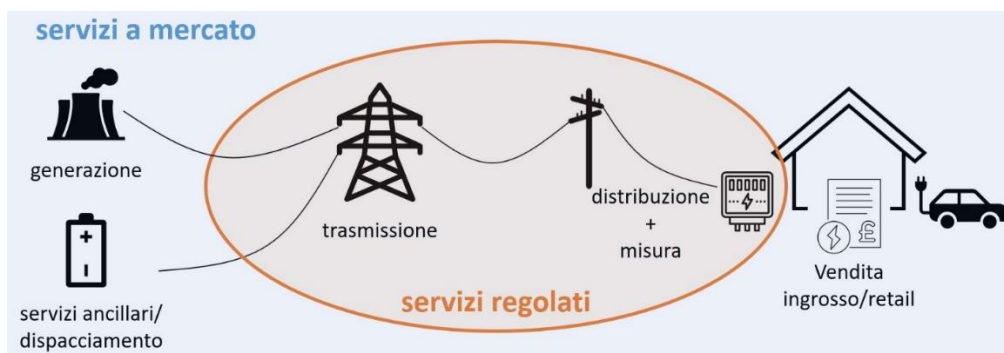


Figura A.1 Panoramica delle varie attività rilevanti per il sistema elettrico

I servizi regolati: le reti

I servizi regolati comprendono tutti quelli che possono essere ricondotti a monopoli naturali. L'autorità regolante è l'Autorità di Regolazione Energia, Reti e Ambiente (ARERA). I servizi regolati riguardano quindi la gestione delle varie attività inerenti all'esercizio della rete elettrica. In particolare:

- la trasmissione elettrica riguarda l'esercizio della rete ad alta tensione (> 40 kV, generalmente tra i 100 e i 380 kV) e la gestione del dispacciamento. In Italia, una singola compagnia privata gestisce tutta la rete di trasmissione elettrica (Terna SpA). Essa è anche la controparte centrale del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) sul quale Terna acquista o vende la fornitura di servizi ancillari da parte di unità di produzione o consumo;
- la distribuzione elettrica riguarda l'esercizio delle reti di media (tra 1 e 35 kV) e bassa tensione (< 1 kV), nonché l'attività di connessione alla rete stessa;
- l'attività di misura (o gestione del contatore) comprende la misurazione dei flussi energetici e di potenza presso gli utenti finali ai fini della valorizzazione economica. Entrambe le attività di distribuzione e misura sono, in Italia, svolte dalle imprese di distribuzione elettrica (DSO o distribution system operator). Essi hanno in concessione per una durata elevata (30 anni) una porzione di rete di dimensione locale, corrispondente di solito a un Comune o a un insieme di comuni;

Non essendo soggetti appartenenti al mercato, la remunerazione di Terna e dei distributori si concretizza all'interno della bolletta elettrica. In particolare, ai costi di rete è dedicata la parte di tariffa elettrica definita "Spesa per il trasporto e la gestione del contatore", comprendente appunto le componenti di trasmissione, distribuzione e gestione del contatore. Le tariffe sono proposte dall'ARERA sulla base dei costi stimati e di alcuni requisiti di efficienza economica richiesti agli enti, differiscono per i clienti domestici [85] e non domestici [86] [87] [88]. I distributori sono soggetti a dei requisiti di qualità del servizio (regolazione output-based) finalizzati al miglioramento, inerenti (i) la continuità del servizio e la qualità della tensione, (ii) la qualità commerciale del servizio. In virtù di tale meccanismo di miglioramento obbligatorio, gli esercenti che non riescono a rispettare gli obiettivi annuali fissati da ARERA devono versare penalità calcolate in funzione dell'energia distribuita e della differenza tra il livello raggiunto ed il tendenziale assegnato. Per gli esercenti, che invece ottengono miglioramenti superiori a quanto stabilito, sono previsti riconoscimenti economici calcolati analogamente a quanto avviene per le penali. Inoltre, sono promossi selettivamente alcuni investimenti nelle reti di distribuzione, ad esempio inerenti all'osservabilità dei flussi e delle risorse distribuite connesse alla rete di media tensione (MT), alla regolazione di tensione e alla selettività dei guasti. Nelle aree urbane, alcune sperimentazioni di smart city sono incentivate. I parametri della regolazione output-based sono proposti per un periodo di 7 anni (e.g. 2016-2023) dall'ARERA [89].

Le reti di distribuzione in Lombardia

Nell'ambito delle reti di distribuzione, esistono diversi operatori, afferenti a diversi ambiti territoriali, più o meno estesi. In Lombardia, la rete di distribuzione è esercita in prevalenza da E-distribuzione S.p.A., presente in 1450 Comuni (vedi Figura A.2). Rilevante è anche il ruolo di Unareti spa, presente in un numero limitato di comuni (48), ma azienda di distribuzione rilevante per Milano. Altre imprese distributrici locali sono presenti in alcuni Comuni (4 o meno) soprattutto nelle aree montane.

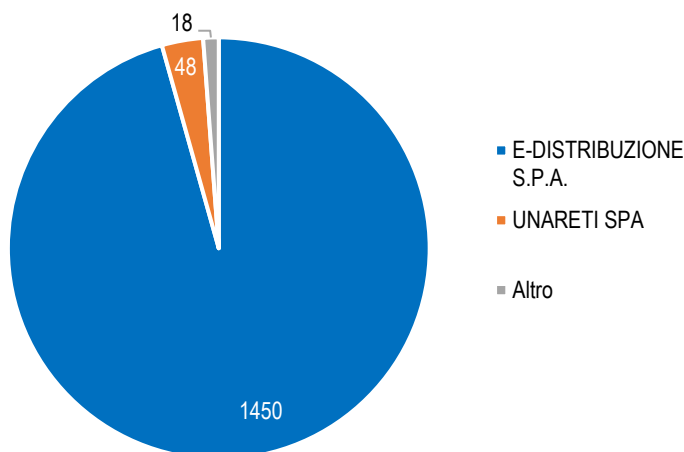


Figura A.2 Comuni Lombardi serviti dalle diverse imprese distributrici

I Piani di Sviluppo sono uno strumento per conoscere le prospettive di investimento delle imprese distributrici sul territorio.

E-distribuzione

Il Piano di Sviluppo di E-Distribuzione descrive la Lombardia come un territorio già caratterizzato da un elevato livello di elettrificazione: ci si attende una crescita annua più limitata rispetto ad altre regioni italiane, compresa tra lo 0 e l'1% di crescita annua di potenza. Ciò che viene invece rilevato a livello nazionale è un andamento del carico sempre più caratterizzato da un picco di carico residuo serale, potenzialmente critico per le reti. Il flusso di potenza dalla rete di trasmissione alla rete di distribuzione, misurata nelle cabine primarie, è visibile in Figura A.3.

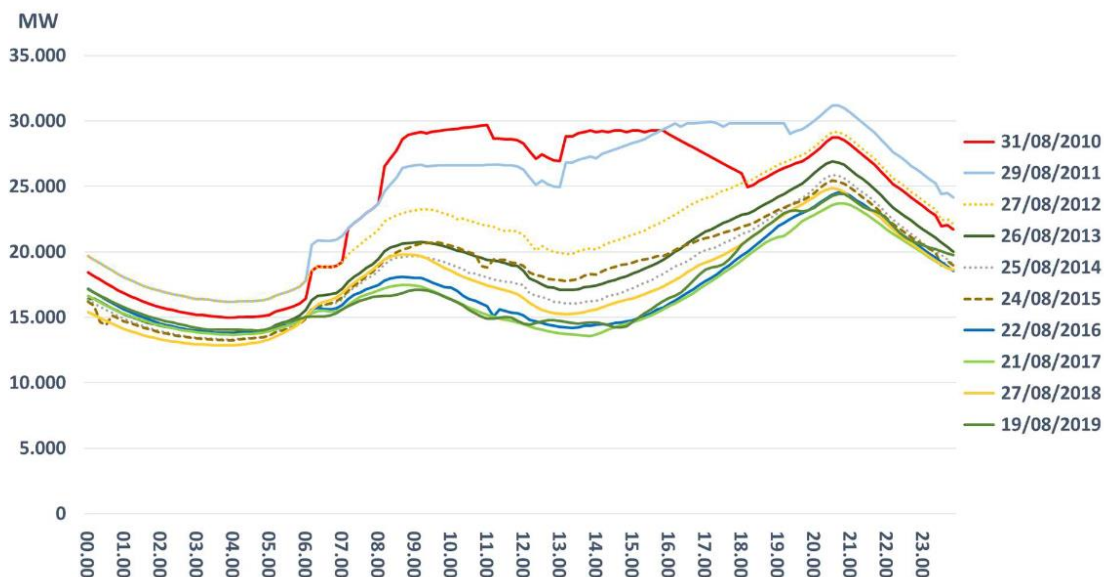


Figura A.3 Profilo di flusso di potenza dalla rete di trasmissione a quella di distribuzione. Fonte E-distribuzione [90]

A livello nazionale, il 22% delle cabine primarie operano in inversione di flusso per almeno 36 ore/anno. Ciò significa che la generazione distribuita (GD) nelle reti MT è in quelle ore più elevata rispetto al carico nelle stesse, grazie alla diffusione di rinnovabili e altre risorse. Questa situazione può rappresentare una criticità per il mantenimento dei parametri di rete.

Per quanto riguarda l'adeguamento della rete al carico, i Piani di Sviluppo indicano a livello regionale la percentuale di cabine primarie in situazione critica. Questo numero indica gli impianti primari in esercizio che, in base alle stime di crescita dei carichi, raggiungeranno prevedibilmente una condizione di criticità nel 2022. La condizione di criticità si verifica qualora la potenza massima prevista per l'impianto in oggetto superi la soglia minima di sovraccarico dei trasformatori attualmente installati, in assetto "N-1", cioè in caso di un guasto nel sistema. In Lombardia, più del 9% delle cabine di trasformazione AT/MT sono definite in situazione critica; un valore tra i più elevati a livello italiano. E-distribuzione non ha tuttavia in previsione, almeno dal Piano e dal confronto con altre regioni, ingenti investimenti in Regione: sono 4 gli interventi principali per nuove cabine primarie. Si prevede invece un numero elevato di interventi minori, intesi soprattutto come interventi per nuove connessioni: ciò a dimostrare la sempre più elevata penetrazione di GD.

Per quanto riguarda gli indicatori di qualità del servizio (e.g. numero delle interruzioni della fornitura del servizio), i valori in Lombardia sono migliori, molto al di sotto della media nazionale, sia per quanto riguarda il numero di interruzioni per cliente BT, sia per la durata delle interruzioni.

Unareti

Per quanto riguarda Unareti, interessante è la prospettiva di sviluppo in ambito metropolitano, in particolare per quanto riguarda Milano e Brescia. Nel Piano di Sviluppo, si evidenzia che: (i) vi sia stato negli anni un sensibile aumento degli investimenti sulle reti elettriche, al fine anche di soddisfare il costante aumento di fabbisogno (in termini di potenza più che di energia); (ii) ci si attenda una elevata penetrazione della GD, anche stimolata dai vari obiettivi di decarbonizzazione e dagli investimenti anche del PNRR; (iii) si debba tenere in seria considerazione l'aumento di penetrazione dei veicoli elettrici; (iv) si debba guardare anche alla possibile conversione delle caldaie (obbligatoria dismissione di caldaie a gasolio dal 2022) con pompe di calore (PdC).

Il carico, unito alla penetrazione della GD, può portare ad andamenti del carico simili a quelli rilevati anche da E-distribuzione e rappresentati in Figura A.3. Per quanto riguarda i veicoli elettrici, Unareti mette a disposizione degli stakeholder anche strumenti per lo sviluppo dell'infrastruttura di ricarica (IdR) in modalità compatibile con le esigenze del sistema elettrico. Per il fabbisogno termico, una stimata conversione di 774 caldaie a PdC coinciderebbe con una potenza nominale elettrica di 44,5 MW, e potenzialmente al +1% dei consumi energetici per Milano.

I servizi a mercato

Il mercato elettrico è il luogo dove si incontrano la domanda (consumo) e l'offerta (generazione) di energia elettrica. Si divide in varie sessioni, dalle più lontane rispetto al tempo reale a quelle che presentano una minima distanza tra chiusura del mercato e fornitura del servizio.

Il Mercato del Giorno Prima (MGP) è il mercato più importante, sul quale vengono commerciati circa il 90% dei volumi di energia elettrica (in megawattora o MWh). Esso prevede una chiusura della seduta alle 12 (mezzogiorno) del giorno prima. Entro quell'ora, gli acquirenti e gli offerenti devono avere presentato una propria offerta in termini di quantità (MWh) e prezzo (€/MWh). Alla chiusura della seduta viene stilata una graduatoria delle offerte e delle domande di energia. Le graduatorie danno origine a due curve (di offerta e di domanda), illustrate nella Figura A.4. La loro intersezione rappresenta il punto di equilibrio e di chiusura del mercato. Tutte le offerte che hanno un prezzo inferiore rispetto a quello di chiusura sono accettate, come anche le domande che hanno un prezzo superiore. Su questo mercato, come detto, sono offerenti tutte le unità di produzione (UP), comprese rinnovabili e non rinnovabili, di piccola o grande taglia. Altresì, la domanda si compone di tutti i clienti elettrici domestici, industriali e di altre tipologie, che solitamente non si interfacciano direttamente con il mercato elettrico ma si riferiscono ai retailer (gestori di portafogli e diretti

acquirenti sul mercato elettrico). Come da regole tipiche del mercato, il prezzo di chiusura di MGP è più elevato quando la domanda è più ingente (periodi di picco), viceversa è più basso in off-peak.

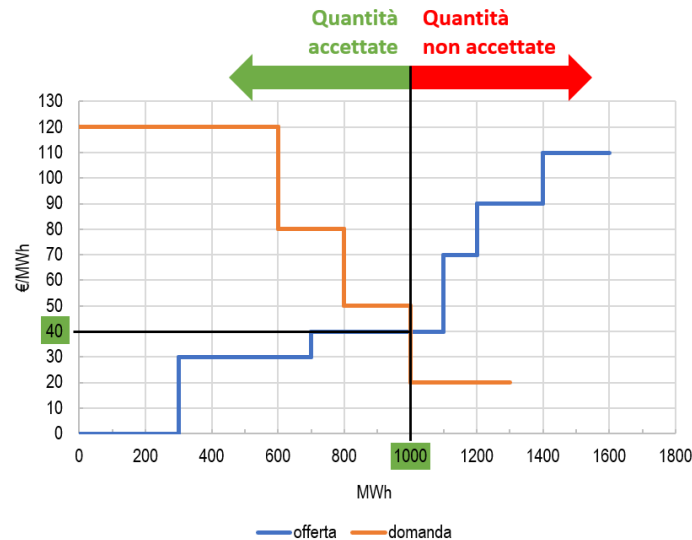


Figura A.4 Curve e chiusura del mercato del giorno prima

A valle del MGP, altre sessioni di aggiustamento (Mercato Infragiornaliero o MI) sono presenti. Inoltre, i servizi ancillari del sistema sono commerciati nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) e nel Mercato di Bilanciamento (MB). Una più dettagliata panoramica delle diverse sessioni è visibile in Figura A.5.

Giorno di riferimento	D-1				D												
	MGP	MI1	MI2	MSD1	MBn	RRn	MI3	MSD2	MI4	MSD3	MI5	MSD4	MI6	MSD5	MI7	MSD6	
Informazioni preliminari	11.30	15.00	16.30	n.d.	n.d.	n.d.	23.45*	n.d.	3.45	n.d.	7.45	n.d.	11.15	n.d.	15.45	n.d.	
Apertura seduta	08.00**	12.55	12.55	12.55	22.30*	22.30*	17.30*	°	17.30*	°	17.30*	°	17.30*	°	17.30*	°	
Chiusura seduta	12.00	15.00	16.30	17.30	H-60'	H-55'	23.45*	°	3.45	°	7.45	°	11.15	°	15.45	°	
Esiti provvisori	12.45	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	
Esiti definitivi	12.58	15.30	17.00	21.45	#	#	0.15	2.15	4.15	6.15	8.15	10.15	11.45	14.15	16.15	18.15	

** l'ora si riferisce al giorno D-9

* l'ora si riferisce al giorno D-1

° Si utilizzano le offerte presentate sul MSD1

Disciplina del dispacciamento

Figura A.5 Tempistiche delle attività del mercato elettrico a pronti riferite al giorno D

Sistemi di accumulo per il sistema elettrico

I sistemi di accumulo (SdA) sono diffusamente riconosciuti come possibili protagonisti del sistema elettrico del futuro. In particolare, lo sono alcune tipologie di accumulo flessibili ed efficienti quali ad esempio le batterie. Tali caratteristiche, unite alla costante riduzione dei costi, fanno delle batterie un asset con una grande varietà di applicazioni connesse a rete (grid-connected).

Ad oggi, il mercato dei SdA elettrochimici ha una crescita esponenziale data anche dalla diminuzione regolare dei costi di investimento. Nel 2019 sono stati installati più di 3 nuovi GW di SdA a livello globale (nel 2017 erano 1,5 GW), di cui circa un terzo in Cina e Corea del Sud. In Europa, il mercato più maturo è quello tedesco, con 400 MW di nuovo installato nello stesso anno. Il mercato dell'accumulo si ripartisce quasi equamente tra sistemi di grandi dimensioni (grid-scale o utility-scale, rappresentano il 42% dell'installato nel 2019) e sistemi domestici o di piccola scala (behind-the-meter, rappresentano il 58% dell'installato nel 2019).

Concentrandosi sulla larga scala, il grafico in Figura A.6 mostra le principali applicazioni a livello globale per i SdA a batteria utility-scale connessi alla rete.

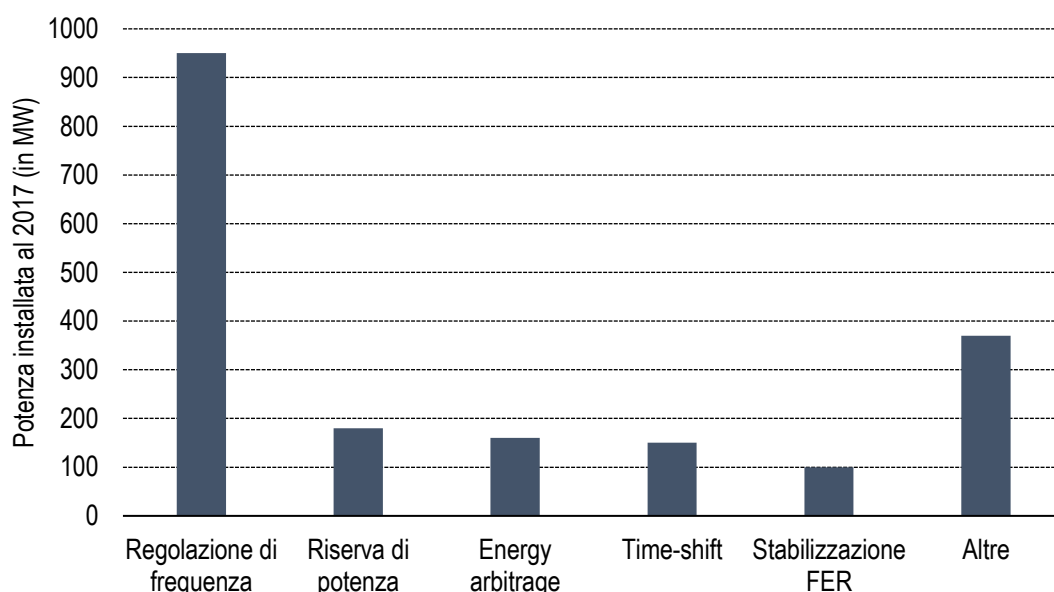


Figura A.6 Capacità di accumuli elettrochimici utility-scale connessi alla rete installata al 2017 [91]

Come si nota,

- la grande maggioranza della capacità installata fornisce servizi ancillari, in particolare servizi di regolazione di frequenza o fornitura di riserva di potenza.
- Altre applicazioni sono legate all'energy arbitrage, cioè l'acquisto dell'energia dal MGP (e quindi la carica della batteria) quando i prezzi sono più bassi (off-peak) per rivenderla (e quindi scaricare la batteria) durante il picco di domanda e di prezzi.
- I SdA possono essere anche utilizzati direttamente per l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili (FER) non programmabili nel sistema, tramite time shift (si carica la batteria quando la produzione FER è più elevata rispetto al consumo e viceversa) o stabilizzazione della capacità di FER (rendere la produzione da FER più aderente all'offerta presentata sul MGP, scaricando la batteria quando la produzione da FER è inferiore rispetto a quanto offerto e viceversa).

Per quanto riguarda le applicazioni per i SdA, è importante sottolineare che la Electricity Directive (2019/944) impone che gli SdA siano in possesso ed eserciti da operatori del mercato, non da enti regolati quali il distributore e il trasmettitore. Quindi, sono pienamente da considerare parti del mercato elettrico. È pur vero che, in caso di zone o servizi a fallimento di mercato, i gestori di rete possono esercire batterie dimostrandole convenienti rispetto ad altri miglioramenti della rete a valle di una analisi costi-benefici. In ogni caso, è

importante che l'evoluzione del mercato consideri gli SdA quali possibili fornitori di energia e servizi, con regole specifiche atte a non discriminarli, se necessario. Queste regole specifiche riguardano, ad esempio, il contenuto di energia da garantire per la fornitura di servizi e di conseguenza il tempo minimo di fornitura di servizi che viene richiesto ai sistemi con contenuto di energia limitato.

Appendice B – Idrogeno: Mercato attuale e possibile evoluzione

L'idrogeno è ritenuto un elemento essenziale per la decarbonizzazione delle economie europee, specialmente dei settori che necessitano di calore ad alta temperatura o difficilmente elettrificabili (settore dell'acciaio, chimica, mobilità). Esistono ad oggi principalmente tre possibili percorsi per la sua produzione, definiti attribuendo una colorazione differente: (i) l'idrogeno grigio, il più prodotto attualmente, è derivato dalla scissione dei vari combustibili fossili, insieme al biossido di carbonio, che viene rilasciato in atmosfera; (ii) l'idrogeno blu è ottenuto sempre partendo dal gas naturale o dalla gassificazione del carbone, ma applicando la cattura e il sequestro della CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS); (iii) l'idrogeno verde è generato tramite elettrolisi dell'acqua sfruttando elettricità da fonti rinnovabili. L'idrogeno blu è una soluzione che può essere presa in considerazione in una fase transitoria del percorso di decarbonizzazione. Tuttavia, per una decarbonizzazione completa è importante tendere all'idrogeno verde.

Oggi l'impiego di idrogeno è confinato principalmente nel settore industriale, nello specifico nella raffinaria e nell'industria chimica, per la produzione di metanolo e di ammoniaca. Globalmente nel 2020 la domanda di idrogeno si è attestata attorno a 90 milioni di tonnellate, principalmente prodotte da combustibili fossili (soprattutto da gas naturale) [82]. In Europa, secondo Hydrogen Europe³⁴, nel 2018 vi è stata una produzione annuale di circa 11,5 Mt di idrogeno, di cui circa due terzi (7,5 Mt) prodotte in impianti dedicati nei pressi dell'utilizzatore finale [92]. La rimanente quota di idrogeno è composta da una parte (2,3 Mt) ottenuta come sottoprodotto di altri processi chimici (e.g. produzione di stirene o di etilene) ed una parte destinata alla vendita sul mercato (1,7 Mt) [92].

L'idrogeno può risultare una valida opzione per ridurre gli impatti climateranti dei settori *hard to abate* (o di difficile decarbonizzazione), quali industria e trasporti. Tuttavia, la molecola in questione può anche apportare un importante contributo alla flessibilità del sistema energetico, essendo quest'ultimo soggetto a crescenti fluttuazioni nella generazione per via della crescente penetrazione di Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP). Teoricamente, infatti, l'idrogeno è in grado di fungere da vettore energetico accumulabile, venendo prodotto attraverso l'elettrolisi dell'acqua ed impiegando così l'eccesso della generazione elettrica nei periodi di sovragegenerazione (overgeneration).

L'idrogeno può essere stoccato (i) in forma pura, compresso o liquefatto, oppure (ii) attraverso la sua conversione in altri vettori energetici, come l'ammoniaca (processo Haber-Bosch), il metanolo, il metano sintetico (processo di Sabatier) o vettori liquidi di origine organica (in inglese liquid organic hydrogen carriers, LOHC). Se da un lato questi composti a base di idrogeno presentano delle proprietà fisiche che ne facilitano lo stoccaggio a condizioni meno proibitive (e.g. essendo allo stato liquido a temperature e pressioni più prossime a quelle ambientali³⁵), dall'altra bisogna sottolineare come la spesa energetica del processo di trasformazione aumenti il costo della singola unità di energia accumulata. Per alcune categorie di LOHC inoltre si presenta l'impossibilità di riutilizzo una volta estratto l'idrogeno contenuto, dovendo essere resi al produttore per poter essere rigenerati, favorendone quindi un utilizzo per applicazioni stazionarie.

³⁴ Hydrogen Europe è un'associazione che riunisce diverse realtà industriali per promuovere lo sviluppo della filiera dell'idrogeno verde e delle celle a combustibile

³⁵ Per confronto, l'idrogeno, a pressione ambiente, è allo stato liquido alla temperatura di -253°C (circa 90°C in meno della temperatura di liquefazione del metano), presentando comunque una minore densità di energia (8,5 MJ/L contro circa 25,5 MJ/L del metano liquefatto, base PCI) [94]; l'ammoniaca può essere stoccata in forma liquida a circa 9 bar e 20°C [108], mentre il metanolo si presenta come liquido a condizioni ambiente (con una temperatura di ebollizione a circa 65°C) [109]

Per quanto riguarda i costi di produzione dell'idrogeno, nella Tabella B.1 vengono riportati degli intervalli di spesa attuali e delle possibili previsioni nel medio e lungo termine (si noti che i costi sono riferiti alla sola produzione).

Tabella B.1 – Costo di produzione dell'idrogeno attuale e stima nel medio termine; () Il valore è stato ottenuto convertendo il dato riportato per l'Europa in dollari americani (1,7 USD/kg) con il tasso di cambio medio annuale per il 2018 riportato dalla Banca d'Italia [93]; (**) i costi, forniti in USD/kg, sono stati convertiti in €/kg con il tasso di cambio attuale (settembre 2021); (***) il costo della produzione da gas naturale + CCS è riferito all'Europa per l'anno 2018 e proviene da IEA 2019 [94]; (****) il costo del gas naturale viene assunto essere il 15-55% del costo totale di produzione; (*****) il costo viene calcolato su elettrolizzatori con una curva di durata compresa fra 4000 e 5000 ore all'anno ed un costo dell'elettricità pari a 50€/MWh*

Processo di produzione	Classificazione	Costo attuale	Costo stimato nel 2030	Costo stimato nel 2050	Fonte
Steam reforming del metano (*)	Idrogeno grigio	~1,4 €/kg ³⁶	n/d	n/d	IEA 2019 [94]
Steam reforming del metano + CCS (**)	Idrogeno blu	~2 €/kg (***)	n/d	0,9 – 1,7 €/kg (****)	IEA 2019 [94], IEA 2021 [82]
Elettrolisi	Idrogeno verde	4 – 5 €/kg (*****)	2,5 – 3,5 €/kg	n/d	NECP Francia [95]
Elettrolisi (**)	Idrogeno verde	3 – 6,4 €/kg	1,3 – 3 €/kg	0,9 – 2,1 €/kg	IEA 2021 [82]
Elettrolisi (**)	Idrogeno verde	3,5 – 5 €/kg	n/d	n/d	IRENA 2021 [96]

Secondo la IEA, al 2030, le economie di scala e lo sviluppo delle tecnologie renderanno possibile una riduzione del 60% dei costi di investimento nel processo di elettrolisi rispetto ai valori del 2020. Va notato tuttavia che il costo dipende oggi fortemente dal costo dell'elettricità (55-85% del costo complessivo, a seconda della regione e della sorgente utilizzata) [97].

L'IRENA stima il prezzo prendendo in considerazione anche eventuali conversioni necessarie (e.g. compressione, conversione in altro vettore energetico), il trasporto e l'accumulo [98]. Secondo lo studio, il processo di **compressione** per l'uso nei mezzi stradali pesanti aggiunge attualmente circa 0,9-1,3 €/kg, mentre il processo di **liquefazione** potrebbe incrementare il costo di 1,7-2,5 €/kg. Per quanto riguarda la conversione di idrogeno in **ammoniaca**, l'IRENA stima per il 2030 un costo di conversione nell'intervallo di 0,3-0,8 €/kg, precisando che un'eventuale riconversione nel vettore energetico originario potrebbe raddoppiare o triplicare i costi del processo. Si stima che l'opzione di convertire l'idrogeno in composti organici (**LOHC**) apportarti un aggravio dei costi dell'ordine di 1,1-2 €/kg nel 2030³⁷.

In merito ai **costi di trasporto**, in Figura B.1 vengono presentati dei valori indicativi di costo per le varie modalità. Per le brevi distanze i carri bombolai risultano l'opzione di minor costo, potendo raggiungere praticamente qualsiasi destinazione. Le condotte hanno invece il vantaggio di avere costi operativi per il trasporto minimi, che dipendono dai volumi trasportati e dalla distanza, sebbene i costi per l'installazione di una nuova linea di condotte (o l'adattamento di una linea esistente destinata al gas naturale) siano molto elevati, nell'ordine di milioni di dollari per chilometro [98]. Per elevati volumi e lunghe distanze il trasporto

³⁶ Il NECP francese [66], pubblicato a marzo 2020, fornisce un intervallo di costo per l'attuale produzione di idrogeno grigio compreso fra 1,5 – 2,5 €/kg per clienti industriali con consumi elevati (e.g. raffinerie). Per gli utilizzatori finali con consumi di idrogeno modesti (e.g. nell'industria metallurgica, agro-alimentare o del vetro), l'idrogeno non è normalmente prodotto in loco ma trasportato (tipicamente via gomma, con carri bombolai) ed acquistato ad un prezzo sensibilmente più alto (circa 10-20 €/kg).

³⁷ I costi di conversione e i successivi costi per lo stoccaggio, forniti in USD/kg, sono stati convertiti in €/kg con il tasso di cambio attuale (settembre 2021)

via nave risulta l'opzione più economica, soprattutto se si trasporta idrogeno sotto forma di ammoniaca o di LOHC.

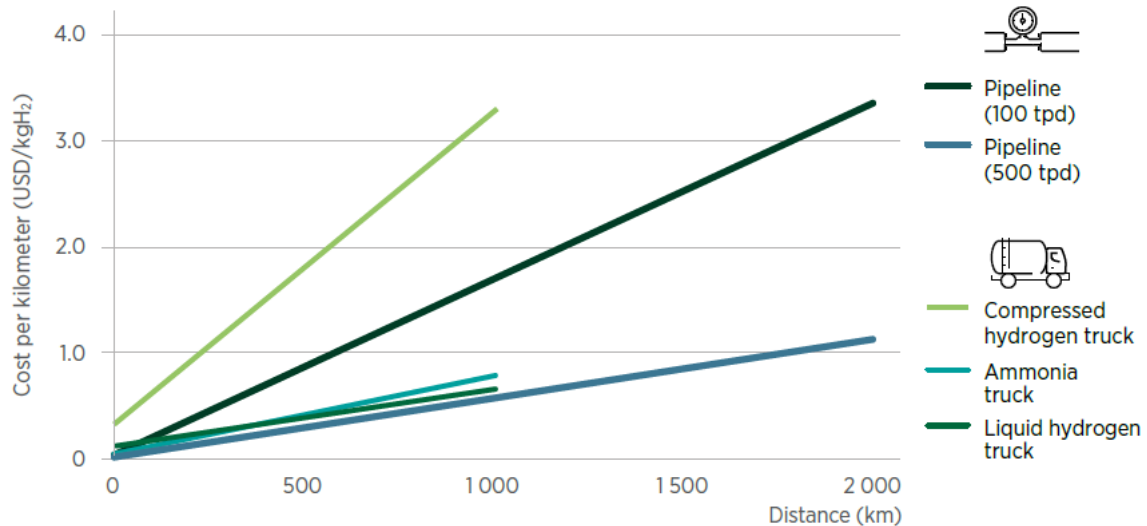


Figura B.1 – Costi per il trasporto dell'idrogeno in funzione della distanza e della modalità di trasporto. I costi non includono i costi di conversione e sono indicativi (è stato utilizzato un WACC, weighted average cost of capital pari al 7%, con una vita utile di 20 anni); tpd = tonnellate per giorno (fonte, IRENA 2021 [98])

I **costi per lo stoccaggio** dipendono invece dalla ciclicità di utilizzo degli impianti, ossia da quanto spesso essi vengano usati. Per questo motivo, tecnologie con elevati costi di investimento e con limitati volumi di stoccaggio (e.g. le cisterne pressurizzate o quelle adibite al contenimento di idrogeno liquefatto) sono da favorire nelle situazioni in cui vi siano frequenti cicli di carica e scarica, al fine di ridurre il costo per kilogrammo di idrogeno stoccato. Assumendo una vita utile di 30 anni ed un ciclo di carica/scarica giornaliero, per le cisterne l'IRENA stima un costo per lo stoccaggio compreso fra 0,17 e 0,7 €/kg [98].

Le miniere di sale sarebbero una valida opzione per l'accumulo stagionale, avendo costi di investimento limitati: assumendo di effettuare due soli cicli di carica e scarica all'anno, si stima un costo per lo stoccaggio in queste cavità di circa 0,08 €/kg per le miniere riadattate e di circa 0,85 €/kg per i nuovi impianti [98]. Purtroppo il territorio lombardo non presenta potenziale in questo senso, con gli unici siti potenziali sul suolo nazionale collocati al largo delle coste calabresi.

Bibliografia

- [1] "A Clean Planet for all – A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy." .
- [2] "Risoluzione del Parlamento europeo sui cambiamenti climatici: visione strategica europea a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra." 2019.
- [3] E. Commission, "Green Deal." 2020.
- [4] E. Commission, "DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council and Directive 98/70/EC of the European Parliament." 2021, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes_en.pdf.
- [5] JRC, "National Energy and Climate Plans for 2021-2030 under the EU Energy Union – Assessment of the Energy Efficiency Dimension." .
- [6] "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima," 2019, [Online]. Available: https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf.
- [7] "Strategia Italiana Di Lungo Termine Sulla Riduzione Delle Emissioni Dei Gas a Effetto Serra," pp. 1–100, 2021.
- [8] "Norme comuni per il mercato interno dell'elettricità." 2019.
- [9] E. Commission, "Clean energy for all Europeans package." 2019.
- [10] "REGOLAMENTO (UE) 2019/943 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica." 2019.
- [11] Entsoe, "Electricity balance." [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/.
- [12] E. Commission, "EUR-lex." [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/ALL/?uri=CELEX:32019R0943>.
- [13] ARERA, "Delibera 05 maggio 2017 300/2017/R/eel." [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/17/300-17.htm>.
- [14] ARERA, "Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) - Orientamenti complessivi." 2019, [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/schedetecniche/19/322-19st.htm>.
- [15] TSIROPOULOS Ioannis; TARVYDAS Dalius; LEBEDEVA Natalia, "Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications." [Online]. Available: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC113360>.
- [16] E. Commission, "ANNEX to the COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS EUROPE ON THE MOVE Sustainable Mobility for Europe: safe, connected and clean." 2018, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/transport/sites/default/files/3rd-mobility-pack/com20180293-annex2_en.pdf.
- [17] E. Commission, "Aiuti di Stato: la Commissione approva un sostegno pubblico di 3,2 miliardi di € da parte di sette Stati membri a favore di un progetto paneuropeo di ricerca e innovazione in tutti i segmenti della catena del valore delle batterie." 2019, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/it/ip_19_6705.
- [18] Australian Renewable Energy Agency ARENA, "Opportunities for Australia from Hydrogen Exports." 2018, [Online]. Available: <https://arena.gov.au/knowledge-bank/opportunities-for-australia-from-hydrogen-exports/>.
- [19] H. E. Australia, "Hydrogen Energy Supply Chain (HESC) Project." [Online]. Available: <https://hydrogenenergysupplychain.com/>.

- [20] Dii Energy; Roland Berger, "The potential for green hydrogen in the GCC region." 2021, [Online]. Available: <https://dii-desertenergy.org/wp-content/uploads/2021/06/The-potential-for-green-hydrogen-in-the-GCC-region.pdf>.
- [21] European Commission, "Communication COM/2020/301: A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe." 2020, [Online]. Available: https://knowledge4policy.ec.europa.eu/publication/communication-com2020301-hydrogen-strategy-climate-neutral-europe_en.
- [22] European Commission, "European Green Deal: Commission proposes transformation of EU economy and society to meet climate ambitions." 2021, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_3541.
- [23] German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, "National Hydrogen Strategy for German." 2020, [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.html>.
- [24] "Hoja de Ruta del Hidrógeno." 2020, [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/hoja-de-ruta-del-hidrogeno-renovable.aspx>.
- [25] "National strategy for the development of decarbonised and renewable hydrogen in France." 2020, [Online]. Available: <https://www.bdi.fr/wp-content/uploads/2020/03/PressKitProvisionalDraft-National-strategy-for-the-development-of-decarbonised-and-renewable-hydrogen-in-France.pdf>.
- [26] "Government Strategy on Hydrogen for Holland." 2020, [Online]. Available: <https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>.
- [27] R. Portuguesa, "Portugal National Hydrogen Strategy." 2020, [Online]. Available: https://www.energias-renovables.com/ficheroenergias/EN_H2_ENG.pdf.
- [28] Ministero dello sviluppo economico, "Strategia Nazionale Idrogeno - Linee guida preliminari." 2020, [Online]. Available: https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Strategia_Nazionale_Idrogeno_Linee_guida_preliminari_nov20.pdf.
- [29] SNAM, "Snam: immissione sperimentale di idrogeno a Contursi raddoppiata al 10%." 2020, [Online]. Available: https://www.snam.it/it/media/news_eventi/2020/Snam_immissione_sperimentale_idrogeno_Contursi_raddoppiata.html.
- [30] SNAM, "Snam, RINA e Gruppo GIVA: effettuato primo test al mondo con un mix di gas naturale e idrogeno al 30% nella lavorazione dell'acciaio." 2021, [Online]. Available: https://www.snam.it/it/media/comunicati-stampa/2021/Snam_RINA_Gruppo_GIVA_primo_test_al_mondo_mix_gas_naturale_idrogeno_acciaio.html.
- [31] European Commission, "IPCEIs on hydrogen." 2020, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/growth/industry/policy/supporting-clean-hydrogen/ipceis-hydrogen_en.
- [32] D. E. Agency, "The Danish offshore wind tender model." 2020, [Online]. Available: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/the_danish_offshore_wind_tender_model_final.pdf.
- [33] IEA, "Energy Policies for IEA Countries - Denmark." 2017, [Online]. Available: <https://www.districtenergy.org/HigherLogic/System/DownloadDocumentFile.ashx?DocumentFileKey=dbd73235-8680-b067-2e12-fd53f9427f0a&forceDialog=0>.
- [34] E. Commission, "RES LEGAL - Renewable energy policy database and support LEGAL SOURCES ON RENEWABLE ENERGY." [Online]. Available: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/tools-list/c/germany/s/res-e/t/promotion/sum/136/lpid/135/>.
- [35] IEA, "Projected Costs of Generating Electricity 2020." 2020, [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>.
- [36] S. P. Europe, "EU Market Outlook for Solar Power 2020-2024." 2020, [Online]. Available: https://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2020/12/3520-SPE-EMO-2020-report-11-mr.pdf?cf_id=23124.

- [37] “Legge Regionale - Istituzione del Reddito energetico regionale.” 2019, [Online]. Available: https://www.gse.it/normativa_site/GSE_Documenti_normativa/PUGLIA_LR_n42__09_08_2019.pdf.
- [38] “Reddito energetico: il modello Porto Torres sarà esteso a tutto il Paese.” Futura Energia, 2020, [Online]. Available: <https://www.futuraenergie.it/2020/08/17/reddito-energetico-il-modello-porto-torres-sara-esteso-a-tutto-il-paese/>.
- [39] P. R. Puglia, “Approvato il regolamento del Reddito energetico regionale. Delli Noci: ‘Prossimo passo il bando per gli operatori economici abilitati agli interventi di installazione degli impianti.’” 2021, [Online]. Available: <https://press.regione.puglia.it/-/approvato-il-regolamento-del-reddito-energetico-regionale.-delli-noci-prossimo-passo-il-bando-per-gli-operatori-economici-abilitati-agli-interventi-di-installazione-degli-impianti->.
- [40] IEA, “Energy Policies for IEA Countries - Sweden.” 2019, [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/abf9ceee-2f8f-46a0-8e3b-78fb93f602b0/Energy_Policies_of_IEA_Countries_Sweden_2019_Review.pdf.
- [41] IEA, “Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector.” 2021, [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/beceb956-0dcf-4d73-89fe-1310e3046d68/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf.
- [42] F. Kranebitter, “The legislative package for the expansion of renewable energies - great potential for energy communities.” 2021, [Online]. Available: <https://www.fwp.at/en/news/blog/the-legislative-package-for-the-expansion-of-renewable-energies-great-potential-for-energy-communities>.
- [43] W. Terlouw, D. Peters, and K. van der Leun, “Gas for Climate. The optimal role for gas in a net zero emissions energy system,” 2019.
- [44] Gestore Mercati Energetici, “Dati di sintesi MGP GAS.” [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/It/Statistiche/Gas/StatMGP-GAS.aspx>.
- [45] Innovhub, “Dal biogas al biometano - Strumenti di sostegno all’economia circolare.” 2020, [Online]. Available: <https://www.innovhub-ssi.it/news/webinar-dal-biogas-al-biometano.kl>.
- [46] Innovhub, “Dal biogas al biometano - Strumenti di sostegno all’economia circolare.” 2020.
- [47] “H2Global - Die Globale Energiewende Gestalten.” [Online]. Available: <https://h2-global.de/>.
- [48] “Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.” 2021, [Online]. Available: https://www.governo.it/sites/governo.it/files/PNRR_0.pdf.
- [49] Confindustria, “Piano d’azione per l’idrogeno.” 2020, [Online]. Available: <https://www.animp.it/export/sites/animp/doc/201015-CONFINDUSTRIA-Piano-dazione-per-lidrogeno.pdf>.
- [50] H2IT, “Priorità per lo sviluppo della filiera idrogeno in Italia.” 2020, [Online]. Available: <https://www.h2it.it/h2it-pubblica-il-report-strumenti-di-supporto-al-settore-idrogeno-priorita-per-lo-sviluppo-della-filiera-idrogeno-in-italia/>.
- [51] “CertifHy website.” [Online]. Available: <https://www.certifhy.eu/>.
- [52] F. Europe, “State of Europe’s Forests.” 2020, [Online]. Available: https://foresteurope.org/wp-content/uploads/2016/08/SoEF_2020.pdf.
- [53] R. F. V. Giulia, “CONTRIBUTI PER IMPIANTI DI TELERISCALDAMENTO ALIMENTATI A BIOMASSA.” 2021, [Online]. Available: <https://www.regione.fvg.it/rafvfg/cms/RAFGV/ambiente-territorio/valutazione-ambientale-autorizzazioni-contributi/FOGLIA218/#id3>.
- [54] R. E. Romagna, “Qualità dell’aria, incentivi fino al 100% del costo per sostituire vecchi camini, stufe e caldaie: stanziati 11,5 milioni di euro.” 2021, [Online]. Available: <https://www.regione.emilia-romagna.it/notizie/2021/agosto/qualita-dell2019aria-incentivi-fino-al-100-del-coste-per-sostituire-vecchi-camini-stufe-e-caldaie-con-dispositivi-di-ultima-generazione-stanziati-11-5-milioni-di-euro>.
- [55] “Stimolare la sostituzione di impianti termici a biomassa obsoleti: Regione Lombardia e Provincia di Mantova sperimentano un bando.” 2020, [Online]. Available: https://www.casaclima.com/ar_43148__stimolare-sostituzione-impianti-termici-biomasse-obsoleti-regione-lombardia-provincia-mantova-sperimentano-

bando.html.

- [56] Elemens, “Una strategia per la decarbonizzazione dei sistemi di riscaldamento degli edifici in Italia.” 2021, [Online]. Available: <https://www.legambiente.it/wp-content/uploads/2021/04/StrategiaDecarbonizzazioneRiscaldamento.pdf>.
- [57] European Environment Agency, “Sharp decrease in CO2 emissions of new cars in 2020.” 2021, [Online]. Available: <https://www.eea.europa.eu/highlights/sharp-decrease-in-emissions-of>.
- [58] E. Commission, “REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulation (EU) 2019/631 as regards strengthening the CO2 emission performance standards for new passenger cars and new light commercial vehicles in line with the Union’s increased climate .” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-regulation-co2-emission-standards-cars-vans-with-annexes_en.pdf.
- [59] European Environment Agency, “New registrations of electric vehicles in Europe.” [Online]. Available: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/proportion-of-vehicle-fleet-meeting-5/assessment>.
- [60] MOTUS-E, “Analisi di mercato.” 2021, [Online]. Available: <https://www.motus-e.org/analisi-di-mercato/luglio-2021-quote-di-mercato-oltre-il-10-ma-buio-sul-futuro-degli-incentivi>.
- [61] ACEA, “ELECTRIC VEHICLES: TAX BENEFITS & PURCHASE INCENTIVES.” 2020, [Online]. Available: https://www.acea.auto/files/Electric_vehicles-Tax_benefits_purchase_incentives_European_Union_2020.pdf.
- [62] R. Group, “INCENTIVES FOR BUYING AN ELECTRIC CAR IN FRANCE: HOW DO THEY WORK?” 2021, [Online]. Available: <https://www.renaultgroup.com/en/news-on-air/news/incentives-for-buying-an-electric-car-in-france-how-do-they-work/>.
- [63] “All new homes and offices will be required to have charging points.” 2021, [Online]. Available: <https://www.drivingelectric.com/charging/1189/all-new-homes-and-offices-will-be-required-to-have-charging-points>.
- [64] E. Commission, “REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision_of_the_directive_on_deployment_of_the_alternative_fuels_infrastructure_with_annex_0.pdf.
- [65] GSE, “LE AGEVOLAZIONI PER LA RICARICA DEI VEICOLI ELETTRICI IN LUOGHI NON ACCESSIBILI AL PUBBLICO NELLE ORE NOTTURNE E NEI FESTIVI.” [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/rinnovabili-per-i-trasporti/agevolazioni-per-la-ricarica-dei-veicoli-elettrici>.
- [66] “Integrated National Energy and Climate Plan for France.” 2020, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/fr_final_necp_main_en.pdf.
- [67] “Integrated National Energy and Climate Plan for Austria.” 2019, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/at_final_necp_main_en.pdf.
- [68] ISFORT, “17° Rapporto sulla mobilità degli italiani Tra gestione del presente e strategie per il futuro.” 2020, [Online]. Available: <https://www.isfort.it/wp-content/uploads/2020/12/RapportoMobilita2020.pdf>.
- [69] “Climate-friendly, affordable, practical – 1-2-3 Climate Ticket starting in 2021.” [Online]. Available: https://www.bmk.gv.at/en/topics/mobility/1-2-3-klimaticket/1-2-3_climate_ticket.html.
- [70] “‘Sustainable mobility’ package.” 2021, [Online]. Available: <https://www.frenchbusinessadvice.com/Sustainable-mobility-package>.
- [71] “PNRR - Piano Nazionale Ripresa e Resilienza.” 2021, [Online]. Available: https://www.governo.it/sites/governo.it/files/PNRR_0.pdf.
- [72] IRJ, “€17.5bn investment plan for Austrian network accepted.” 2020, [Online]. Available: <https://www.railjournal.com/news/e17-5bn-investment-plan-for-austrian-network-accepted/>.
- [73] IRJ, “ÖBB breaks even in 2020 thanks to cost savings and government support.” 2021, [Online]. Available:

<https://www.railjournal.com/financial/obb-breaks-even-in-2020-thanks-to-cost-savings-and-government-support/>.

- [74] IRJ, “€10.5bn for rail in Portuguese 10-year investment plan.” 2020, [Online]. Available: <https://www.railjournal.com/policy/e10-5bn-for-rail-in-portuguese-10-year-investment-plan/#:~:text=PORTUGAL's prime minister%2C Mr António,a renewal of CP's fleet.>
- [75] European Commission, “Regulation of the european parliament and of the council - on ensuring a level playing field for sustainable air transport.” 2021.
- [76] I. Faiella and L. Lavecchia, “Questione sull’economia e finanza - Households’ energy demand and the effects of carbon pricing in Italy.” 2021, [Online]. Available: https://www.bancaditalia.it/pubblicazioni/qef/2021-0614/QEF_614_21.pdf.
- [77] N. Batini, I. Parry, and P. Wingender, “Climate Mitigation Policy in Denmark: A Prototype for Other Countries.” 2021.
- [78] “Contributi a favore delle Piccole e Medie Imprese per la realizzazione della diagnosi energetica o l’adozione della norma ISO 50001.” [Online]. Available: <https://www.bandiregione.lombardia.it/procedimenti/new/bandi/bandi/ambiente-energia/efficientamento-energetico/contributi-favore-piccole-medie-imprese-realizzazione-diagnosi-energetica-l-adozione-norma-iso-50001-RLT12020009582>.
- [79] F. Energia, “FONDO ENERGIA Progetti di green economy.” [Online]. Available: <https://fondoenergia.artigiancredito.it/docs/brochure.pdf>.
- [80] “Incentivi per la riduzione dei consumi energetici delle imprese e per l’installazione di impianti fotovoltaici, con eventuali sistemi di accumulo, da destinare all’autoconsumo.” 2021, [Online]. Available: <https://www.regione.lombardia.it/wps/portal/istituzionale/HP/DettaglioAvviso/servizi-e-informazioni/imprese/imprese-manifatturiere-artigiane-e-di-servizi/incentivi-a-pmi-per-riduzione-consumi-energetici>.
- [81] “Anticipazioni - Contributi a fondo perduto per l’efficienza energetica delle pmi lombarde.” [Online]. Available: <https://www.assolombarda.it/servizi/incentivi-e-finanziamenti-agevolati/contributi-a-fondo-perduto-per-lefficienza-energetica-e-gli-impianti-fotovoltaici>.
- [82] International Energy Agency IEA, “Net Zero by 2050.” 2021.
- [83] C. S. J. Nilsson, “Energy efficiency in energy-intensive industries—an evaluation of the Swedish voluntary agreement PFE.” 2012.
- [84] German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, “National Hydrogen Strategy for German.” 2020.
- [85] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ARERA, “Tariffe trasmissione, distribuzione e misura - clienti domestici.” [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/elettricitad2d3.htm#>.
- [86] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ARERA, “Tariffa per il servizio di trasmissione.” [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/elettricitatrasmissione.htm>.
- [87] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ARERA, “Tariffe di distribuzione.” [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/elettricitadistr.htm>.
- [88] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ARERA, “Tariffa per il servizio di misura.” [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/elettricitamis.htm>.
- [89] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ARERA, “Delibera 22 dicembre 2015 646/2015/R/eel.” 2015, [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/15/646-15.htm>.
- [90] E-distribuzione S.p.A., “Piano di Sviluppo annuale e pluriennale 2020-2022.” 2020, [Online]. Available: <https://www.e-distribuzione.it/archivio-news/2020/06/pubblicato-il-piano-di-sviluppo-annuale-e-pluriennale-2020-2022.html>.
- [91] International Renewable Energy Agency IRENA, “Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030.” 2017, [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2017/oct/electricity-storage-and-renewables>.

renewables-costs-and-markets.

- [92] Hydrogen Europe, "Clean Hydrogen Monitor 2020." 2020.
- [93] Banca d'Italia, "Tassi di cambio." .
- [94] International Energy Agency IEA, "The future of hydrogen." 2019.
- [95] "Integrated National Energy and Climate Plan for France." 2020.
- [96] International Renewable Energy Agency IRENA, "Green Hydrogen Supply 2021." 2021.
- [97] International Energy Agency IEA, "Net Zero by 2050." 2021, [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.
- [98] International Renewable Energy Agency IRENA, "Green Hydrogen Supply 2021." 2021, [Online]. Available: https://cms.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/May/IRENA_Green_Hydrogen_Supply_2021.ashx.
- [99] The World Bank, "Agriculture & Rural Development." <https://data.worldbank.org/indicator/>.
- [100] ASR Lombardia, "Prodotto interno lordo principali regioni europee." <https://www.asr-lombardia.it/asrlomb/it/13548%0Aregioniprodotto-interno-lordo-principali-regioni-europee>.
- [101] ARERA, "Smart metering." [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/operatori/smartmetering.htm>.
- [102] ANSA, "Stellantis: Tavares, 35 mld elettrico, Gigafactory a Termoli." 2021, [Online]. Available: https://www.ansa.it/sito/notizie/economia/2021/07/08/stellantis-tavares-35-mld-elettrico-gigafactory-a-termoli_1916b596-b5b8-4572-9e72-ff9a260eb551.html.
- [103] "Italtolt la prima gigafactory in Italia punta a diventare operativa nel 2024." 2021, [Online]. Available: <https://esgnews.it/environmental/italvolt-la-prima-gigafactory-in-italia-punta-a-diventare-operativa-nel-2024/>.
- [104] "Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking website," [Online]. Available: <https://www.fch.europa.eu/>.
- [105] "Hydrogen Europe website." [Online]. Available: <https://www.hydrogeneurope.eu/>.
- [106] Associazione Italiana per l'Idrogeno e Celle a Combustibile H2IT, "H2IT website." [Online]. Available: <https://www.h2it.it/>.
- [107] Danish Energy Agency; Energynet, "Technology data for renewable fuels." 2019, [Online]. Available: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_renewable_fuels.pdf%0A.
- [108] M. Aziz, T. Oda, A. Morihara, and T. Kashiwagi, "Combined nitrogen production, ammonia synthesis, and power generation for efficient hydrogen storage," *Energy Procedia*, vol. 143. Elsevier Ltd, pp. 674–679, Dec. 01, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.12.745.
- [109] Wikipedia, "Metanolo." [Online]. Available: <https://it.wikipedia.org/wiki/Metanolo#Produzione>.
- [110] C. et. al A., "Sviluppo Strumenti SW per la simulazione dei mercati elettrici." 2016.