POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale



Modellazione del sistema energetico nazionale mediante co-simulazione EnergyPLAN–MATLAB: sviluppo e validazione di una metodologia per l'integrazione dell'idrogeno e della mobilità elettrica

Relatori:

Prof. Noussan Michel

Dr. Fambri Gabriele

Prof. Badami Marco

Candidato:

Fedele Luca

Settembre 2026

INDICE

Lista delle figure **vi**

Lista delle tabelle **viii**

Abstract **x**

1 Introduzione **1**

1.1 Transizione energetica e obiettivi di decarbonizzazione 3

1.1.1 Quadro climatico e accordi internazionali 3

1.1.2 Politiche europee e obiettivi italiani al 2030 e 2050 4

1.1.3 Decarbonizzazione, elettrificazione e nuove esigenze operative . . 5

1.2 Il sistema energetico italiano 6

1.2.1 Bilancio energetico nazionale e dipendenza dalle importazioni . . 6

1.2.2 Domanda elettrica, produzione e consumi finali 7

1.2.3 Fonti rinnovabili nel sistema elettrico italiano 9

1.2.4 Criticità di un sistema ad alta penetrazione rinnovabile 11

1.3 Flessibilità e integrazione dei sistemi energetici 12

1.3.1 Smart Energy Systems e sector coupling 12

1.3.2 Accumuli energetici e gestione della domanda 14

1.4 Il ruolo dell’idrogeno nella transizione energetica 15

1.5 Mobilità elettrica e interazione con la rete 19

1.6 Obiettivi, contributo originale e struttura della tesi 21

2 Strumenti di simulazione dei sistemi energetici **23**

2.1 Modellazione dei sistemi energetici 24

2.2 Il modello EnergyPLAN 27

2.2.1 Struttura e settori energetici rappresentati 29

2.2.2 Dati di input e distribuzioni temporali 32

2.2.3 Strategie di regolazione e risultati del modello 34
2.3 MATLAB per la modellazione energetica 35
2.4 Co-simulazione di sistemi energetici 37
2.5 Motivazioni dell'accoppiamento MATLAB-EnergyPLAN 40

3 Scenari energetici italiani di riferimento 43
3.1 Descrizione dello scenario di riferimento 44
3.2 Domanda energetica 46
3.3 Sistema di produzione elettrica 48
3.3.1 Produzione da fonti rinnovabili 49
3.3.2 Produzione termoelettrica e idroelettrica 50
3.4 Sistema termico e tecnologie di accumulo 51
3.5 Settore dell'idrogeno e produzione di combustibili sintetici 52
3.6 Mobilità elettrica 55
3.7 Implementazione dello scenario in EnergyPLAN 60
3.7.1 Il file di input LSS 61
3.7.2 Parametri e profili temporali utilizzati 62
3.7.3 Separazione dei sottosistemi tra EnergyPLAN e MATLAB 63
3.8 Scenario 2030 utilizzato come secondo caso di validazione 64

4 Metodologia di co-simulazione 66
4.1 Obiettivo metodologico del capitolo 66
4.2 Architettura generale della procedura di co-simulazione 67
4.3 Configurazione iniziale dello script MATLAB 68
4.3.1 Percorsi, file di input e cartelle di output 68
4.3.2 Orizzonte temporale e numero di iterazioni 69
4.3.3 Impostazioni EnergyPLAN rilevanti per la validazione 70
4.4 Pre-processing e controllo del file EnergyPLAN 71
4.4.1 Verifica dei sottosistemi esternalizzati 71
4.4.2 Lettura robusta dei profili orari 72
4.4.3 Simulazione base EnergyPLAN: Step 0 73

4.5 Costruzione del bilancio elettrico del controllore MATLAB 74
4.5.1 Produzione rinnovabile considerata dal controllore 74
4.5.2 Domanda elettrica completa del controllore 74
4.5.3 Definizione del bilancio netto orario 75
4.6 Modellazione del sottosistema idrogeno e Power-to-X 76
4.6.1 Parametri tecnici del sistema idrogeno 76
4.6.2 Domanda obbligatoria di idrogeno e combustibili sintetici 78
4.6.3 Priorità operative dello storage H_2 80
4.6.4 Produzione flessibile da surplus rinnovabile 81
4.6.5 Vincolo terminale dello storage H_2 82
4.7 Modellazione della mobilità elettrica 83
4.7.1 Parametri della flotta EV aggregata 83
4.7.2 Domanda di trazione e profilo temporale 85
4.7.3 Emergency charging e continuità del servizio di mobilità 85
4.7.4 Smart charging con orizzonte previsionale a 24 ore 86
4.7.5 Ricarica da surplus residuo 86
4.7.6 Vehicle-to-Grid 87
4.7.7 Vincolo terminale dello storage EV 88
4.8 Aggiornamento della domanda elettrica modificata 89
4.8.1 Componenti positive e negative della domanda elettrica netta . . . 89
4.8.2 Normalizzazione del profilo e scrittura di EL_dem_mod.txt . . . 90
4.8.3 Riesecuzione iterativa di EnergyPLAN 91
4.9 Output, controlli e indicatori prodotti dallo script 92
4.9.1 File orari di output 92
4.9.2 Summary finale della co-simulazione 92
4.9.3 Calcolo dei costi delle tecnologie modellate in MATLAB 93
4.9.4 Grafici diagnostici generati dalla procedura 94
4.10 Sintesi della metodologia 95

5 Risultati e validazione della procedura di co-simulazione 97

5.1 Impostazione dell'analisi di validazione 98
5.1.1 Configurazioni simulate 99
5.1.2 Indicatori di confronto 100
5.1.3 Criteri di validazione della procedura 103
5.2 Scenario 2050 LSS: simulazione di riferimento in EnergyPLAN 104
5.2.1 Bilancio energetico ed elettrico della simulazione EnergyPLAN . 104
5.2.2 Criticità operative dello scenario di riferimento 106
5.3 Scenario 2050 LSS: risultati della co-simulazione EnergyPLAN–MATLAB 108
5.3.1 Domanda elettrica modificata e contributo dei sottosistemi esterni 108
5.3.2 Validazione del modulo idrogeno e Power-to-X 110
5.3.3 Validazione del modulo mobilità elettrica 113
5.3.4 Effetti della co-simulazione sugli output EnergyPLAN 116
5.4 Valutazione della coerenza metodologica sullo scenario 2050 120
5.4.1 Coerenza dei bilanci energetici 120
5.4.2 Chiusura degli storage e domande non soddisfatte 121
5.4.3 Riduzione o redistribuzione di CEEP, importazioni e deficit . . . 121
5.5 Scenario 2030 PNIEC: simulazione di riferimento in EnergyPLAN 122
5.5.1 Caratteristiche principali dello scenario 2030 simulato 122
5.5.2 Risultati EnergyPLAN-only dello scenario 2030 124
5.6 Scenario 2030 PNIEC: risultati della co-simulazione EnergyPLAN–MATLAB 126
5.6.1 Adattamento dello script allo scenario 2030 126
5.6.2 Risultati del modulo idrogeno e Power-to-X nello scenario 2030 . 127
5.6.3 Risultati del modulo mobilità elettrica nello scenario 2030 129
5.6.4 Confronto tra EnergyPLAN-only e co-simulazione nello scenario 2030 130
5.7 Valutazione comparativa tra scenario 2050 e scenario 2030 133
5.7.1 Robustezza dello script rispetto a scenari diversi 133
5.7.2 Differenze nel ruolo della flessibilità 134
5.7.3 Indicatori di validazione trasversali 135

5.7.4 Analisi delle curve di durata di CEEP e importazioni 137
5.7.5 Distribuzione mensile degli effetti netti dei sottosistemi esterni . . 139
5.7.6 Controlli finali di consistenza della co-simulazione 142
5.8 Sintesi dei risultati della validazione 145

6 Conclusioni **147**
6.1 Sintesi del lavoro e contributo metodologico 147
6.2 Principali risultati della validazione 148
6.3 Valutazione complessiva della metodologia di co-simulazione 151
6.4 Considerazioni comparative sugli scenari 2030 e 2050 152
6.5 Limiti della metodologia sviluppata 153
6.6 Sviluppi futuri e considerazioni finali 155

Bibliografia **158**

Lista delle figure

1.1 Emissioni globali di gas serra e traiettorie compatibili con gli obiettivi climatici internazionali 2

1.2 Diagramma Sankey del bilancio energetico nazionale italiano nel 2024 . . 7

1.3 Potenza efficiente lorda degli impianti elettrici di generazione in Italia al 31 dicembre 2024, secondo fonte energetica 9

1.4 Distribuzione regionale della potenza degli impianti fotovoltaici in esercizio a fine 2024 11

1.5 Schema di sector coupling con particolare riferimento alla filiera Power-to-Gas 13

1.6 Posizionamento delle principali tecnologie di accumulo in funzione della potenza nominale e del tempo di scarica 15

1.7 Costo di produzione dell'idrogeno verde in funzione della diffusione degli elettrolizzatori e del prezzo dell'elettricità nel periodo 2020-2050 17

1.8 Domanda globale di idrogeno e combustibili derivati negli usi finali secondo diversi scenari energetici 19

1.9 Smart charging in relazione ai profili di generazione solare ed eolica . . . 21

2.1 Schema generale del sistema energetico rappresentato nel modello EnergyPLAN 28

2.2 Esempio di maschera di input di EnergyPLAN per la domanda elettrica e gli scambi fissi di importazione/esportazione 31

2.3 Esempio di distribuzione oraria della domanda elettrica utilizzata e scalata in EnergyPLAN 32

2.4 Esempio di distribuzione di sottosistemi in un cluster di co-simulazione secondo l'approccio FMI 39

3.1 Schema metodologico per la costruzione e il confronto di scenari energetici italiani di decarbonizzazione 44

3.2 Principali forme di ricarica intelligente dei veicoli elettrici: V1G, V2G e V2H/B 57

3.3 Potenziali servizi di flessibilità forniti dai veicoli elettrici attraverso strategie di smart charging 58

3.4 Fattori che determinano la flessibilità disponibile da un singolo veicolo elettrico 59

4.1 Schema generale della procedura di co-simulazione MATLAB–EnergyPLAN 68

4.2 Sequenza operativa del ciclo orario della co-simulazione 73

4.3 Logica del sottosistema idrogeno e Power-to-X implementata nel codice MATLAB 82

4.4 Logica della flotta EV aggregata e delle strategie di ricarica implementate in MATLAB 88

4.5 Organizzazione degli output e dei controlli generati dalla procedura . . . 95

5.1 Effetto elettrico netto dei sottosistemi H_2/PtX ed EV sulla domanda modificata nello scenario 2050 109

5.2 Evoluzione dello storage H_2 e della produzione di idrogeno nello scenario 2050 112

5.3 Evoluzione dello storage EV aggregato nello scenario 2050 115

5.4 Ricarica EV e contributo V2G nello scenario 2050 116

5.5 Importazioni e CEEP residui nella co-simulazione dello scenario 2050 . . 120

5.6 Evoluzione dello storage H_2 e della produzione di idrogeno nello scenario 2030 129

5.7 Importazioni e CEEP residui nella co-simulazione dello scenario 2030 . . 133

5.8 Confronto sintetico di CEEP e importazioni tra EnergyPLAN-only e co-simulazione nei due scenari 137

5.9 Curve di durata di CEEP e importazioni residue nelle co-simulazioni 2050 e 2030 138

5.10 Distribuzione mensile dell'effetto elettrico netto dei sottosistemi H_2/PtX ed EV nello scenario 2050 140

5.11 Distribuzione mensile dell'effetto elettrico netto del modulo H_2/PtX nello scenario 2030 141

Lista delle tabelle

1.1 Principali grandezze del bilancio elettrico italiano nel 2024 8

1.2 Consumi elettrici nazionali per settore nel 2024 8

1.3 Produzione lorda degli impianti da fonti rinnovabili in Italia nel 2024 . . 10

2.1 Principali famiglie di modelli energetici e loro ruolo nell'analisi di scenari 26

3.1 Parametri principali del file LSS utilizzati per la descrizione dello scenario 45

3.2 Domande energetiche trattate esternamente o richiamate per l'interfaccia di co-simulazione 48

3.3 Parametri principali del modello idrogeno e combustibili sintetici implementato in MATLAB 54

3.4 Parametri principali della flotta EV aggregata modellata in MATLAB . . 59

3.5 Profili temporali principali utilizzati nello scenario e nella co-simulazione 62

3.6 Separazione funzionale dei sottosistemi tra EnergyPLAN e MATLAB . . 64

4.1 Elementi principali della configurazione iniziale dello script 70

4.2 Grandezze principali utilizzate nella costruzione del bilancio elettrico del controllore 76

4.3 Parametri tecnici del sottosistema idrogeno implementato in MATLAB . . 77

4.4 Domanda obbligatoria di idrogeno e target di combustibili sintetici 80

4.5 Parametri principali della flotta EV aggregata implementata in MATLAB 83

4.6 Componenti della domanda elettrica modificata trasferita a EnergyPLAN 89

4.7 Principali output generati dalla procedura di co-simulazione 93

5.1 Configurazioni utilizzate per la validazione della procedura 100

5.2 Indicatori utilizzati nel confronto tra EnergyPLAN-only e co-simulazione 101

5.3 Criteri di validazione applicati agli scenari 2050 e 2030 103

5.4 Principali risultati dello scenario 2050 simulato direttamente in EnergyPLAN 105

5.5 Bilancio annuale del sottosistema H_2/PtX nella co-simulazione 2050 . . . 110

5.6 Bilancio annuale della flotta EV aggregata nella co-simulazione 2050 . . 113
5.7 Confronto tra scenario 2050 EnergyPLAN-only e co-simulazione 117
5.8 Parametri principali dello scenario 2030 utilizzato per la validazione . . . 123
5.9 Risultati principali dello scenario 2030 simulato direttamente in EnergyPLAN 125
5.10 Bilancio annuale del sottosistema H_2/PtX nella co-simulazione 2030 . . . 127
5.11 Indicatori del modulo EV nella co-simulazione 2030 130
5.12 Confronto tra scenario 2030 EnergyPLAN-only e co-simulazione 131
5.13 Indicatori sintetici di validazione nei due scenari 135
5.14 Lettura congiunta delle curve di durata e degli indicatori annuali 139
5.15 Controlli temporali aggiuntivi utilizzati per la validazione 142
5.16 Controlli finali di consistenza della co-simulazione nei due scenari 144

Abstract

La crescente penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili, l'elettrificazione dei consumi finali e lo sviluppo di nuovi vettori energetici richiedono strumenti di simulazione capaci di rappresentare in modo integrato sistemi energetici sempre più complessi. In tale contesto, la presente tesi ha come obiettivo lo sviluppo e la validazione di una metodologia di co-simulazione tra EnergyPLAN e MATLAB, finalizzata all'analisi di un sistema energetico nazionale caratterizzato da un'elevata quota di produzione da fonti rinnovabili e da una progressiva riduzione dell'utilizzo dei combustibili fossili.

EnergyPLAN viene utilizzato come ambiente principale per la modellazione complessiva del sistema energetico, grazie alla possibilità di rappresentare in modo integrato i diversi settori di produzione, conversione e consumo dell'energia. MATLAB viene invece impiegato per la gestione esterna di alcuni sottosistemi e per l'implementazione di logiche operative maggiormente personalizzabili. L'integrazione dei due strumenti permette pertanto di combinare la capacità di EnergyPLAN di descrivere il bilancio energetico complessivo con la flessibilità di MATLAB nella gestione di specifiche tecnologie e strategie di controllo.

La metodologia sviluppata è applicata a due scenari energetici nazionali italiani, riferiti agli orizzonti 2050 e 2030, e si concentra in particolare sulla modellazione del settore dell'idrogeno e della mobilità elettrica. Il caso 2050 costituisce il riferimento principale, mentre il caso 2030, derivato da una configurazione precedente, è utilizzato come test di robustezza dell'interfaccia. All'interno dell'ambiente MATLAB vengono rappresentati il funzionamento degli elettrolizzatori, la produzione e l'accumulo di idrogeno e il suo impiego nei processi Power-to-X; nel caso in cui il parametro EV sia attivo, la gestione dei veicoli elettrici comprende ricarica controllata, utilizzo degli eccessi e strategie Vehicle-to-Grid.

Uno degli elementi principali del lavoro è rappresentato dalla struttura temporale della co-simulazione. Il modello viene infatti eseguito con risoluzione oraria attraverso una sequenza di simulazioni che copre l'intero anno. Per ciascun intervallo temporale MATLAB modifica opportunamente gli input di EnergyPLAN, esegue il modello energetico,

acquisisce i risultati prodotti e aggiorna le condizioni operative dei sottosistemi gestiti esternamente. Tale impostazione consente di preservare la continuità temporale degli accumuli e di implementare logiche decisionali dipendenti dallo stato del sistema e dalle condizioni verificatesi nelle ore precedenti.

L'interazione tra i due ambienti di simulazione permette quindi di rappresentare in maniera dinamica i rapporti tra produzione rinnovabile, domanda elettrica, sistemi di accumulo, produzione di idrogeno e mobilità elettrica. I risultati restituiti da EnergyPLAN vengono utilizzati da MATLAB per determinare il comportamento delle tecnologie modellate esternamente, mentre le conseguenti variazioni dei carichi e dei flussi energetici vengono successivamente reinserite nel sistema. Particolare attenzione è stata posta alla corretta contabilizzazione dei flussi energetici, evitando fenomeni di doppio conteggio e garantendo la coerenza del bilancio complessivo.

Una parte centrale della tesi è dedicata alla validazione della metodologia sviluppata. I risultati ottenuti mediante la co-simulazione vengono confrontati con configurazioni di riferimento modellate direttamente in EnergyPLAN, con l'obiettivo di verificare la capacità dell'algoritmo esterno di riprodurre in maniera coerente il comportamento dei sottosistemi analizzati. La validazione considera sia i principali bilanci energetici annuali sia l'evoluzione temporale delle grandezze maggiormente significative.

L'attività di verifica ha riguardato in particolare la gestione dello stato di carica dei sistemi di accumulo, il bilanciamento annuale dell'idrogeno, il comportamento delle strategie Vehicle-to-Grid, la gestione degli eccessi di produzione rinnovabile e l'interazione con le importazioni e le esportazioni elettriche. È stata inoltre analizzata la presenza di eventuali consumi residui di combustibili fossili, al fine di individuare le sezioni del modello responsabili di tali contributi e rendere la configurazione complessiva coerente con le ipotesi di progressiva decarbonizzazione adottate nello scenario.

L'approccio proposto consente quindi di superare alcuni dei limiti derivanti dall'impiego di un singolo ambiente di simulazione. EnergyPLAN mantiene il ruolo di modello integrato del sistema energetico nazionale, mentre MATLAB permette di introdurre algoritmi, vincoli operativi e strategie di gestione personalizzate per specifiche tecnologie. La co-simulazione rende inoltre possibile un'analisi più flessibile del ruolo dell'idrogeno e della mobilità elettrica come strumenti di integrazione settoriale e come risorse utili alla

gestione della variabilità della produzione da fonti rinnovabili.

Nel complesso, il lavoro mostra che la co-simulazione MATLAB–EnergyPLAN può ampliare la flessibilità di modellazione di EnergyPLAN e rendere tracciabili regole operative esterne, ma evidenzia anche limiti rilevanti: elevato costo computazionale, priorità sequenziali tra i moduli e possibile ridistribuzione del dispatch interno a ogni nuova esecuzione annuale. I risultati devono pertanto essere interpretati come verifica dell'interfaccia e delle logiche implementate, non come dimostrazione di ottimalità o di equivalenza perfetta con il dispatch EnergyPLAN-only.

La metodologia proposta costituisce pertanto una base per successive analisi di scenario e di sensitività e può essere ulteriormente estesa attraverso l'introduzione di logiche di ottimizzazione più avanzate. Il lavoro evidenzia, in conclusione, il potenziale della co-simulazione come strumento di supporto allo studio e alla pianificazione di sistemi energetici futuri caratterizzati da una crescente interazione tra fonti rinnovabili, sistemi di accumulo, idrogeno, mobilità elettrica e processi di conversione energetica.

1. Introduzione

La trasformazione dei sistemi energetici costituisce uno dei principali problemi tecnico-scientifici della pianificazione contemporanea. Il cambiamento climatico, l'esposizione delle economie alle oscillazioni dei prezzi dei combustibili fossili e la crescente necessità di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti hanno progressivamente spostato il dibattito dalla semplice sostituzione di singole tecnologie alla progettazione di sistemi energetici integrati. In tale prospettiva, la transizione energetica non riguarda soltanto la produzione di elettricità da fonti rinnovabili, ma l'interazione tra generazione, reti, accumuli, consumi finali, trasporti, calore, combustibili e nuovi vettori energetici.

Il Sixth Assessment Report dell'Intergovernmental Panel on Climate Change evidenzia come il riscaldamento globale sia inequivocabilmente associato alle attività antropiche e come la limitazione dell'aumento della temperatura richieda riduzioni rapide, profonde e sostenute delle emissioni climalteranti [1]. Il settore energetico assume una posizione centrale in questo processo, poiché produzione, conversione e uso finale dell'energia determinano una quota rilevante delle emissioni globali di gas serra. Nel 2025 le emissioni globali di CO_2 legate all'energia hanno raggiunto un valore prossimo a 38,4 $GtCO_2$, confermando la difficoltà di invertire strutturalmente la traiettoria emissiva del sistema energetico mondiale [2].

L'Accordo di Parigi, adottato nel 2015 nell'ambito della COP21, rappresenta il principale quadro internazionale per il contrasto al cambiamento climatico. Esso stabilisce l'obiettivo di mantenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2 °C rispetto ai livelli preindustriali e di proseguire gli sforzi per limitarlo a 1,5 °C [3]. La logica dell'accordo è fondata sui Nationally Determined Contributions, cioè piani climatici nazionali aggiornati periodicamente e caratterizzati dal principio di progressivo aumento dell'ambizione [4]. Tuttavia, le traiettorie emissive risultanti dagli impegni attualmente presentati restano ancora insufficienti per garantire con elevata probabilità il conseguimento degli obiettivi climatici di lungo periodo [1], [4].

A livello europeo, il Green Deal e la Legge europea sul clima hanno trasformato l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050 in un vincolo giuridico, introducendo anche un

obiettivo intermedio di riduzione delle emissioni nette di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 [5]. La crisi energetica innescata dall'invasione russa dell'Ucraina ha inoltre rafforzato la dimensione geopolitica della transizione, portando l'Unione Europea ad affiancare agli obiettivi climatici la necessità di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili importati attraverso il piano REPowerEU [6].

L'Italia, in coerenza con il quadro europeo, è chiamata a trasformare profondamente il proprio sistema energetico. Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima individua un percorso basato su efficienza energetica, sviluppo delle fonti rinnovabili, elettrificazione degli usi finali, riduzione dei combustibili fossili e integrazione di vettori energetici rinnovabili come l'idrogeno [7]. Tale trasformazione richiede strumenti di simulazione capaci di rappresentare la dinamica temporale della domanda, della produzione rinnovabile, degli accumuli e dei nuovi carichi flessibili.

La Figura 1.1 consente di confrontare visivamente le traiettorie emissive associate agli impegni climatici attuali con quelle compatibili con il contenimento del riscaldamento globale. La distanza tra le curve mette in evidenza che la sola applicazione delle politiche esistenti non è sufficiente e che gli scenari energetici devono essere valutati rispetto a percorsi di riduzione molto più rapidi e strutturali.

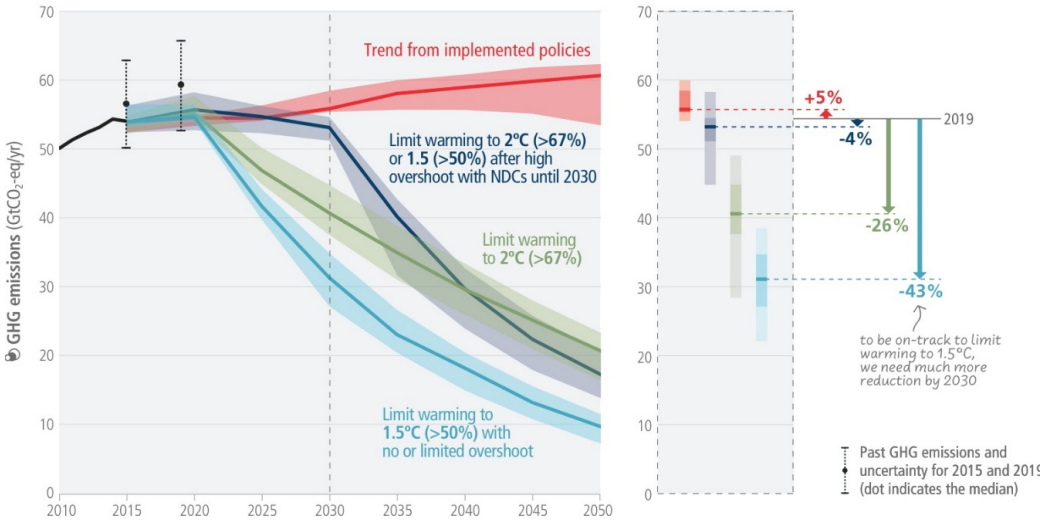


Figura 1.1 - Emissioni globali di gas serra e traiettorie compatibili con gli obiettivi climatici internazionali. Fonte: IPCC, Climate Change 2023: Synthesis Report [1].

1.1 Transizione energetica e obiettivi di decarbonizzazione

La transizione energetica può essere definita come un processo di trasformazione strutturale attraverso il quale i sistemi energetici riducono progressivamente la dipendenza dai combustibili fossili, incrementando l'impiego di fonti rinnovabili, tecnologie efficienti e vettori energetici a basse o nulle emissioni climalteranti. Tale trasformazione non riguarda unicamente la sostituzione delle fonti primarie, ma coinvolge l'intera catena energetica: produzione, conversione, trasmissione, distribuzione, accumulo e usi finali. Per questa ragione, la decarbonizzazione deve essere interpretata come un problema sistemico, nel quale le singole tecnologie assumono significato solo se integrate all'interno di un assetto energetico coerente [8], [9].

L'aspetto centrale della transizione non è soltanto produrre energia da fonti rinnovabili, ma garantire che tale energia possa essere utilizzata quando e dove richiesta. La crescita di eolico e fotovoltaico aumenta la quota di produzione variabile e non programmabile; parallelamente, l'elettrificazione dei consumi finali modifica i profili della domanda. In presenza di questi cambiamenti, la pianificazione energetica deve passare da un approccio basato prevalentemente su bilanci annuali a una rappresentazione temporale più dettagliata, capace di evidenziare surplus, deficit, congestioni e fabbisogni di flessibilità su scala oraria [10], [11].

1.1.1 Quadro climatico e accordi internazionali

Il quadro climatico internazionale attribuisce alla riduzione delle emissioni energetiche un ruolo prioritario. L'IPCC evidenzia che il contenimento del riscaldamento globale richiede non solo la riduzione delle emissioni future, ma anche il rapido allineamento delle politiche energetiche a traiettorie compatibili con la neutralità climatica [1]. In termini tecnici, ciò implica la progressiva eliminazione della generazione fossile non abbattuta, la riduzione dei consumi finali di combustibili fossili e la diffusione di tecnologie in grado di garantire energia utile con intensità emissiva molto inferiore.

L'Accordo di Parigi introduce una logica di responsabilità condivisa ma differenziata. Ogni Parte definisce il proprio contributo nazionale, ma il meccanismo di aggiornamento periodico degli NDCs e il global stocktake hanno lo scopo di aumentare l'ambizione collettiva nel tempo [3], [4]. Questo assetto istituzionale ha conseguenze dirette sulla

pianificazione energetica: gli scenari nazionali devono essere costruiti in modo coerente con obiettivi progressivamente più stringenti e con la necessità di verificare la fattibilità tecnica delle traiettorie di decarbonizzazione.

La dimensione internazionale della transizione resta tuttavia complessa. I principali Paesi emettitori presentano sistemi energetici, livelli di sviluppo, dotazioni tecnologiche e priorità economiche differenti. Le economie industrializzate sono chiamate a ridurre rapidamente le proprie emissioni e a sviluppare tecnologie replicabili, mentre molte economie emergenti devono conciliare l'accesso all'energia, la crescita economica e la mitigazione climatica. In tale contesto, la modellazione energetica svolge una funzione rilevante perché consente di confrontare opzioni tecnologiche e traiettorie alternative su basi quantitative, evitando che gli obiettivi climatici rimangano dichiarazioni astratte.

1.1.2 Politiche europee e obiettivi italiani al 2030 e 2050

In ambito europeo, la neutralità climatica al 2050 è stata formalizzata dalla Legge europea sul clima, che rende vincolante l'obiettivo di raggiungere un equilibrio tra emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra entro metà secolo [5]. L'obiettivo intermedio di riduzione delle emissioni nette di almeno il 55% al 2030 rispetto al 1990 costituisce un passaggio fondamentale, poiché impone un'accelerazione delle politiche energetiche già nel breve periodo. La transizione al 2050 non può quindi essere interpretata come un obiettivo lontano, ma come un processo che richiede decisioni infrastrutturali, industriali e regolatorie immediate.

Il piano REPowerEU ha rafforzato il legame tra decarbonizzazione e sicurezza energetica. La riduzione della dipendenza dai combustibili fossili importati non risponde soltanto a esigenze ambientali, ma anche a necessità di resilienza economica e geopolitica [6]. Per un Paese come l'Italia, storicamente caratterizzato da forte dipendenza dalle importazioni energetiche, questo aspetto è particolarmente importante: l'incremento delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica può contribuire sia alla riduzione delle emissioni sia alla diminuzione dell'esposizione ai mercati internazionali dei combustibili.

Il PNIEC italiano aggiornato individua le principali direttrici della transizione: efficienza energetica, sviluppo delle rinnovabili, elettrificazione dei consumi, diffusione di combustibili rinnovabili e integrazione di nuovi vettori energetici [7]. Tuttavia, il raggiungimen-

to della neutralità climatica richiede una valutazione più ampia degli assetti energetici al 2050. In particolare, la crescita della produzione rinnovabile deve essere accompagnata da reti adeguate, capacità di accumulo, flessibilità della domanda e integrazione tra settore elettrico, trasporti, industria e produzione di idrogeno.

1.1.3 Decarbonizzazione, elettrificazione e nuove esigenze operative

Una delle strategie principali per ridurre le emissioni nei settori finali è l'elettrificazione. L'impiego di pompe di calore negli edifici, veicoli elettrici nei trasporti e processi elettrificati in ambito industriale consente di sostituire consumi alimentati direttamente da combustibili fossili con energia elettrica potenzialmente prodotta da fonti rinnovabili [12]. Questo processo aumenta il ruolo del sistema elettrico, che diventa l'infrastruttura abilitante della decarbonizzazione di più settori.

L'elettrificazione introduce però nuove esigenze operative. L'aumento della domanda elettrica non è uniforme nel tempo: la ricarica dei veicoli elettrici può concentrarsi in fasce orarie specifiche, mentre le pompe di calore generano carichi stagionali legati alle condizioni climatiche. Anche gli elettrolizzatori possono introdurre carichi rilevanti, ma il loro funzionamento non può essere interpretato in modo semplicistico come puro inseguimento istantaneo del surplus rinnovabile. In applicazioni reali, infatti, la produzione di idrogeno deve bilanciare flessibilità operativa, costo dell'elettricità e numero di ore equivalenti di funzionamento, poiché un utilizzo troppo limitato dell'elettrolizzatore può compromettere il rientro dell'investimento. Di conseguenza, la compatibilità di uno scenario energetico deve essere valutata considerando sia i bilanci annuali sia le condizioni operative su base oraria [10], [11].

La crescita di fotovoltaico ed eolico aumenta inoltre la variabilità della produzione. Ore caratterizzate da elevata generazione rinnovabile possono alternarsi a periodi di bassa disponibilità, rendendo necessario un coordinamento tra accumuli, domanda flessibile, interconnessioni e conversione energetica. La flessibilità diventa quindi una proprietà strutturale del sistema, non un elemento accessorio. Essa permette di ridurre gli eccessi di produzione, limitare l'uso di impianti fossili di back-up e valorizzare meglio l'energia rinnovabile disponibile [10], [11].

1.2 Il sistema energetico italiano

1.2.1 Bilancio energetico nazionale e dipendenza dalle importazioni

Il sistema energetico italiano presenta caratteristiche peculiari rispetto ad altri Paesi europei. La limitata disponibilità di risorse fossili nazionali ha determinato nel tempo una forte dipendenza dalle importazioni di gas naturale, prodotti petroliferi e combustibili solidi. A questa dipendenza si aggiunge anche un contributo non trascurabile delle importazioni elettriche: nel 2024 il saldo importazioni-esportazioni è stato pari a circa 51,0 TWh, equivalente a circa il 16% dell'energia elettrica richiesta sulla rete italiana [14]. La transizione energetica italiana assume quindi una duplice valenza: riduzione delle emissioni climalteranti e incremento della sicurezza energetica, sia sul lato dei combustibili sia sul lato degli scambi elettrici con l'estero.

Il bilancio energetico nazionale evidenzia che l'Italia non può essere analizzata esclusivamente attraverso il settore elettrico. Il diagramma Sankey riportato in Figura 1.2 mostra i principali flussi del sistema energetico nazionale nel 2024: produzione interna, importazioni, trasformazioni, perdite, esportazioni e consumi finali. Il peso delle importazioni, pari a circa 1.534 TWh, è nettamente superiore alla produzione interna, pari a circa 417 TWh, confermando la rilevanza della dipendenza energetica esterna [13].

La presenza di rilevanti flussi di trasformazione indica inoltre che la decarbonizzazione non consiste semplicemente nell'aumentare la produzione elettrica rinnovabile. Essa richiede una riconfigurazione dell'intera catena energetica, includendo l'uso dei combustibili nei trasporti e nell'industria, la produzione di calore, le perdite di conversione e la progressiva sostituzione dei vettori fossili con alternative rinnovabili o a basse emissioni.

La Figura 1.2 evidenzia in modo sintetico la struttura del bilancio energetico nazionale: la larghezza dei flussi mostra il peso ancora rilevante dei prodotti petroliferi e del gas naturale, oltre alla forte incidenza delle importazioni rispetto alla produzione interna. Il diagramma Sankey è quindi utile per comprendere perché la decarbonizzazione italiana debba riguardare l'intero sistema energetico e non soltanto il comparto elettrico.

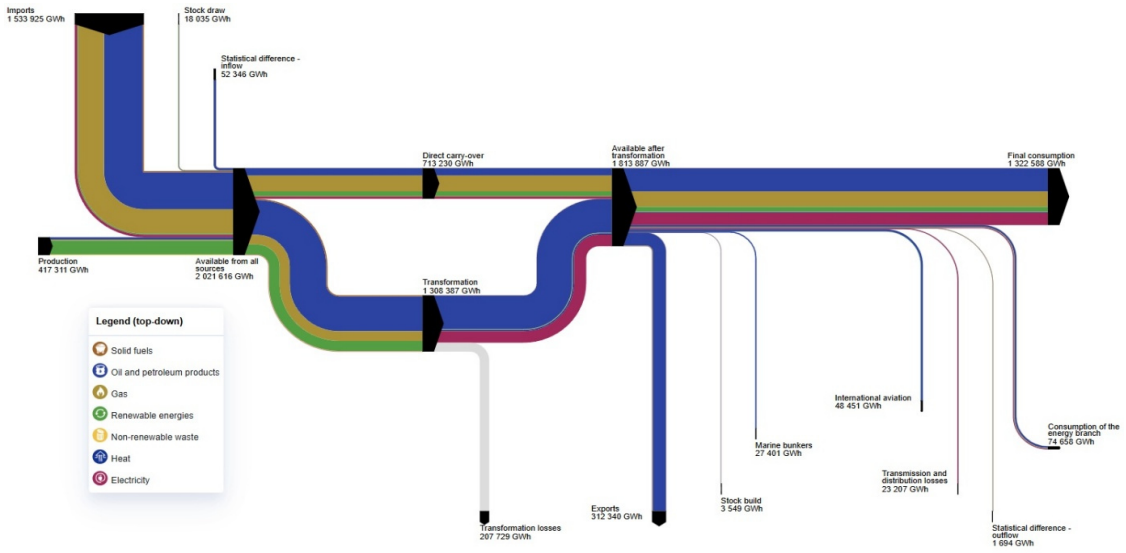


Figura 1.2 - Diagramma Sankey del bilancio energetico nazionale italiano nel 2024. Fonte: Eurostat, Energy balance flow diagram - Italy, 2024 [13].

1.2.2 Domanda elettrica, produzione e consumi finali

Il settore elettrico costituisce uno degli ambiti centrali della transizione energetica italiana. Secondo i dati statistici annuali di Terna, nel 2024 l'energia elettrica richiesta sulla rete italiana è stata pari a 311.913,9 GWh, con un incremento del 2,1% rispetto al 2023 [14]. La produzione lorda complessiva è stata pari a 270.963,1 GWh, mentre la produzione netta ha raggiunto 263.229,3 GWh. La produzione destinata al consumo è stata pari a 260.914,3 GWh, a cui si è aggiunto un saldo importazioni-esportazioni pari a 50.999,6 GWh [14].

Questi dati mostrano che il sistema elettrico italiano mantiene una rilevante interazione con i Paesi confinanti. Le importazioni dall'estero contribuiscono alla copertura della domanda e rappresentano una risorsa di flessibilità e bilanciamento. Tuttavia, in uno scenario di lungo periodo orientato alla neutralità climatica, la dipendenza dal saldo estero non può sostituire la necessità di un sistema nazionale capace di integrare elevate quote di produzione rinnovabile, gestire gli accumuli e coordinare i nuovi carichi elettrici.

Dal lato dei consumi finali, nel 2024 i consumi elettrici complessivi sono stati pari a 292.712,5 GWh. L'industria ha rappresentato il primo settore di utilizzo con 124.823,6 GWh, seguita dai servizi con 95.774,4 GWh, dal settore domestico con 65.429,3 GWh e dall'agricoltura con 6.685,2 GWh [15]. I trasporti non costituiscono una voce autonoma nella tabella settoriale aggregata, ma sono inclusi all'interno del settore dei servizi: la

sottovoce “Trasport e storage” assorbe 12.217,3 GWh, di cui 9.726,8 GWh riferiti specificamente ai trasporti [15]. Tale ripartizione è significativa perché mostra che la decarbonizzazione del sistema elettrico deve dialogare con profili di domanda molto diversi: continuità produttiva industriale, stagionalità dei servizi, usi domestici, carichi agricoli e crescente elettrificazione della mobilità.

La produzione elettrica del 2024 è ancora caratterizzata da una forte componente termoelettrica, ma con un contributo crescente delle rinnovabili. La produzione lorda termoelettrica tradizionale è stata pari a 151.449,3 GWh, di cui 118.553,7 GWh da gas naturale, 3.948,4 GWh da combustibili solidi, 2.527,0 GWh da prodotti petroliferi e la parte restante da gas derivati e altri combustibili solidi o gassosi [16]. Le fonti rinnovabili hanno invece fornito un contributo rilevante: l’idroelettrico ha prodotto 54.757,0 GWh, il fotovoltaico 35.993,1 GWh, l’eolico 22.321,9 GWh, la geotermia 5.675,0 GWh e le bioenergie 17.236,7 GWh [14], [16]. Il sistema italiano si trova quindi in una fase intermedia, nella quale le fonti rinnovabili hanno un ruolo strutturale ma la generazione programmabile continua a contribuire in modo rilevante alla sicurezza del sistema.

Le principali grandezze del bilancio elettrico italiano del 2024 sono riportate in Tabella 1.1.

Tabella 1.1 - Principali grandezze del bilancio elettrico italiano nel 2024. Fonte: Terna, Dati statistici sull’energia elettrica in Italia - Dati generali [14].

Grandezza	**Valore 2024**
Produzione lorda	270.963,1 GWh
Produzione netta	263.229,3 GWh
Produzione destinata al consumo	260.914,3 GWh
Saldo importazioni-esportazioni	50.999,6 GWh
Energia richiesta sulla rete italiana	311.913,9 GWh

La ripartizione settoriale dei consumi elettrici del 2024 è riportata in Tabella 1.2.

Tabella 1.2 - Consumi elettrici nazionali per settore nel 2024. Fonte: Terna, Dati statistici sull’energia elettrica in Italia - Consumi [15].

Settore	**Consumi 2024**	**Variazione 2024/2023**
Agricoltura	6.685,2 GWh	+5,6%
Industria	124.823,6 GWh	+0,3%

Settore	Consumi 2024	Variazione 2024/2023
Servizi	95.774,4 GWh	+2,6%
Di cui Trasport e storage	12.217,3 GWh	+3,9%
Domestico	65.429,3 GWh	+3,5%
Totale	292.712,5 GWh	+1,9%

La Figura 1.3 mostra l'andamento della potenza efficiente lorda e permette di leggere la trasformazione progressiva del parco di generazione italiano. In particolare, la crescita della curva associata a eolico e fotovoltaico segnala il passaggio da un sistema dominato da impianti termoelettrici programmabili a un sistema nel quale le fonti rinnovabili variabili assumono un ruolo sempre più rilevante.

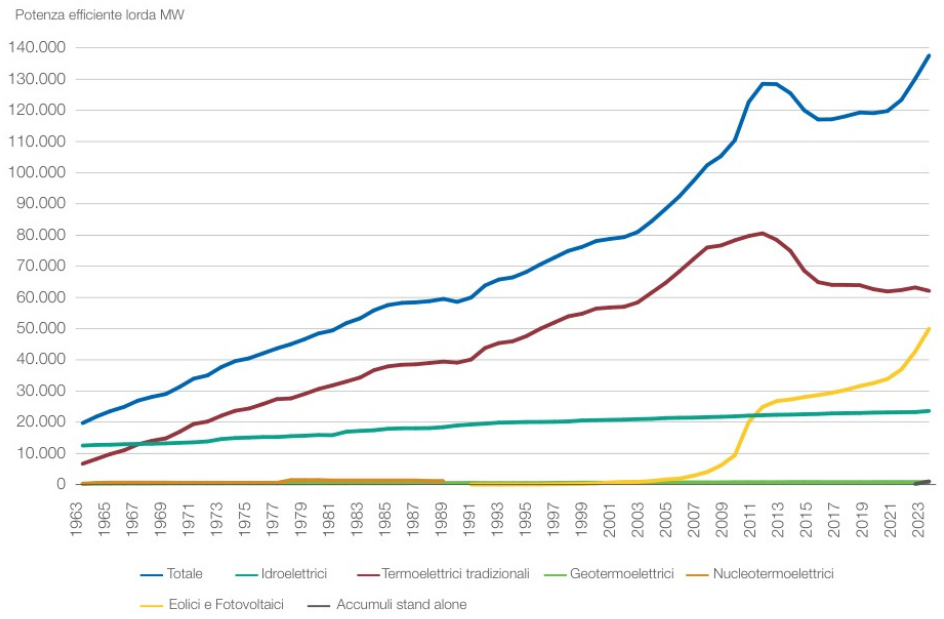


Figura 1.3 - Potenza efficiente lorda degli impianti elettrici di generazione in Italia al 31 dicembre 2024, secondo fonte energetica. Fonte: Terna, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - Impianti di generazione, Grafico 7 [17].

1.2.3 Fonti rinnovabili nel sistema elettrico italiano

Le fonti rinnovabili rappresentano il principale strumento per la decarbonizzazione della produzione elettrica nazionale. Nel 2024 la produzione lorda degli impianti alimentati da fonti rinnovabili è stata pari a 134.357,5 GWh. Il contributo più rilevante è stato fornito dalla fonte idrica, con 53.130,8 GWh, seguita dal fotovoltaico con 35.993,1 GWh, dall'eo-

lico con 22.321,9 GWh, dalle bioenergie con 17.236,7 GWh e dalla geotermia con 5.675,0 GWh [16].

L'idroelettrico ha storicamente rappresentato la principale fonte rinnovabile italiana. Nel 2024 la produzione idrica è stata particolarmente elevata rispetto all'anno precedente, confermando la forte dipendenza di questa tecnologia dalle condizioni idrologiche. Pur offrendo contributi importanti in termini di produzione e regolazione, l'idroelettrico presenta margini di espansione limitati, poiché molti siti tecnicamente ed economicamente favorevoli risultano già sfruttati.

Il fotovoltaico rappresenta invece una delle tecnologie con maggiore potenziale di crescita. Secondo il GSE, a fine 2024 risultavano in esercizio in Italia 1.875.870 impianti fotovoltaici per una potenza complessiva pari a 37.002 MW [18]. La distribuzione regionale della potenza installata evidenzia una presenza significativa nel Nord del Paese, ma anche un ruolo rilevante di regioni meridionali come Puglia e Sicilia. Tale distribuzione non coincide sempre con quella della domanda elettrica, generando la necessità di rafforzare le reti e gli strumenti di flessibilità.

L'eolico costituisce un'ulteriore componente rilevante, soprattutto nelle regioni meridionali e insulari. A differenza del fotovoltaico, il profilo di produzione eolica può risultare più distribuito nelle ore e nelle stagioni, ma resta fortemente dipendente dalle condizioni anemologiche. Geotermia e bioenergie completano il quadro delle rinnovabili nazionali; pur avendo potenziali di crescita più limitati, esse offrono una maggiore programmabilità e possono contribuire alla stabilità del sistema.

Come riportato in Tabella 1.3, il contributo delle fonti rinnovabili al mix elettrico italiano è dominato da idroelettrico, fotovoltaico ed eolico.

Tabella 1.3 - Produzione lorda degli impianti da fonti rinnovabili in Italia nel 2024. Fonte: Terna, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - Produzione, Tabella 34 [16].

Fonte	**Produzione lorda 2024**	**Quota sul totale FER**
Idrica	53.130,8 GWh	39,54%
Fotovoltaica	35.993,1 GWh	26,79%
Eolica	22.321,9 GWh	16,61%
Bioenergie	17.236,7 GWh	12,83%
Geotermica	5.675,0 GWh	4,22%
Totale FER	134.357,5 GWh	100,00%

La Figura 1.4 mostra che la distribuzione regionale della potenza fotovoltaica non dipende esclusivamente dalla disponibilità di irraggiamento solare, ma anche dalla presenza di superfici installabili, dalla domanda locale e dalle condizioni autorizzative e infrastrutturali. Questa asimmetria territoriale rende necessario coordinare sviluppo rinnovabile, rete di trasmissione e strumenti di flessibilità.



Figura 1.4 - Distribuzione regionale della potenza degli impianti fotovoltaici in esercizio a fine 2024. Fonte: GSE, Solare Fotovoltaico - Rapporto Statistico 2024 [18].

1.2.4 Criticità di un sistema ad alta penetrazione rinnovabile

L'aumento della quota di fonti rinnovabili non programmabili modifica la natura del problema di gestione del sistema elettrico. In un sistema basato prevalentemente su impianti programmabili, la produzione può essere modulata in funzione della domanda. In un sistema caratterizzato da quote crescenti di fotovoltaico ed eolico, invece, una parte significativa della produzione dipende da condizioni meteorologiche e non coincide necessariamente con il profilo temporale dei consumi [10], [11].

La valutazione annuale dei bilanci energetici è quindi necessaria ma non sufficiente. Due scenari con uguale produzione rinnovabile annua possono avere comportamenti molto diversi se la produzione è concentrata in poche ore o se risulta distribuita in modo coerente con la domanda. In presenza di elevata produzione fotovoltaica nelle ore centrali della giornata possono verificarsi surplus e possibili fenomeni di curtailment, mentre nelle ore serali o in periodi di bassa producibilità può essere necessario ricorrere ad accumuli, importazioni o generazione programmabile.

Nel caso italiano, tali criticità sono rafforzate dalla distribuzione territoriale delle risorse e della domanda. Una quota rilevante del potenziale fotovoltaico ed eolico interessa le regioni meridionali e insulari, mentre una parte significativa della domanda è localizzata nelle aree industriali e urbane del Centro-Nord. Di conseguenza, la transizione richiede non solo nuova capacità rinnovabile, ma anche potenziamento della rete di trasmissione, accumuli, gestione della domanda e integrazione con altri vettori energetici [19], [20].
Queste considerazioni motivano la necessità di strumenti di simulazione con risoluzione temporale oraria. La coerenza di uno scenario energetico al 2050 dipende infatti dalla capacità del sistema di rispondere ora per ora agli squilibri tra produzione, domanda, accumuli, idrogeno, mobilità elettrica e scambi con l'estero.

1.3 Flessibilità e integrazione dei sistemi energetici

La flessibilità può essere definita come la capacità del sistema energetico di adattarsi alle variazioni della domanda e della produzione mantenendo sicurezza, affidabilità ed efficienza. In presenza di elevate quote di produzione rinnovabile variabile, questa proprietà diventa essenziale. La flessibilità può essere fornita da impianti programmabili, accumuli, interconnessioni, gestione attiva della domanda, elettrolizzatori, pompe di calore e veicoli elettrici. Non si tratta quindi di una singola tecnologia, ma di una caratteristica complessiva del sistema [10], [21].

1.3.1 Smart Energy Systems e sector coupling

Il concetto di Smart Energy System nasce dall'esigenza di superare una visione settoriale della pianificazione energetica. A differenza del concetto di Smart Grid, focalizzato prevalentemente sull'infrastruttura elettrica, lo Smart Energy System considera in modo integrato elettricità, calore, raffrescamento, combustibili, industria e trasporti [8], [9]. L'obiettivo è sfruttare le sinergie tra settori differenti per aumentare l'efficienza complessiva del sistema e facilitare l'integrazione delle rinnovabili.
Il sector coupling rappresenta il processo attraverso il quale il sistema elettrico viene collegato agli altri settori energetici. L'energia elettrica rinnovabile può essere utilizzata direttamente, ad esempio mediante pompe di calore e veicoli elettrici, oppure convertita in altri vettori tramite tecnologie Power-to-X. Rientrano in questa logica il Power-to-Heat, il Power-to-Vehicles e il Power-to-Gas, che include produzione di idrogeno, metanazione e combustibili sintetici [22], [23].

Nel contesto della presente tesi, il sector coupling costituisce il quadro concettuale entro cui collocare idrogeno e mobilità elettrica, pur con funzioni diverse. L'idrogeno rappresenta una conversione indiretta dell'elettricità in un vettore chimico accumulabile; la mobilità elettrica è invece principalmente un uso diretto dell'elettricità nel settore dei trasporti, che può diventare una risorsa di flessibilità se la ricarica viene controllata. Questa distinzione evita di confondere le diverse forme di integrazione settoriale e prepara la successiva discussione metodologica, nella quale verrà chiarito che EnergyPLAN esegue già una simulazione oraria integrata, mentre MATLAB viene utilizzato per imporre logiche operative personalizzate sui due sottosistemi scelti.

La Figura 1.5 chiarisce una delle forme di sector coupling, concentrandosi in particolare sulla filiera Power-to-Gas. Il diagramma evidenzia i collegamenti tra produzione elettrica rinnovabile, uso diretto dell'elettricità e conversione dell'eccesso in idrogeno o metano sintetico. La figura non esaurisce tutte le forme di accoppiamento settoriale, poiché non rappresenta esplicitamente pompe di calore e power-to-vehicles, ma è utile per introdurre il ruolo dell'elettrolisi e della metanazione all'interno di sistemi energetici integrati.

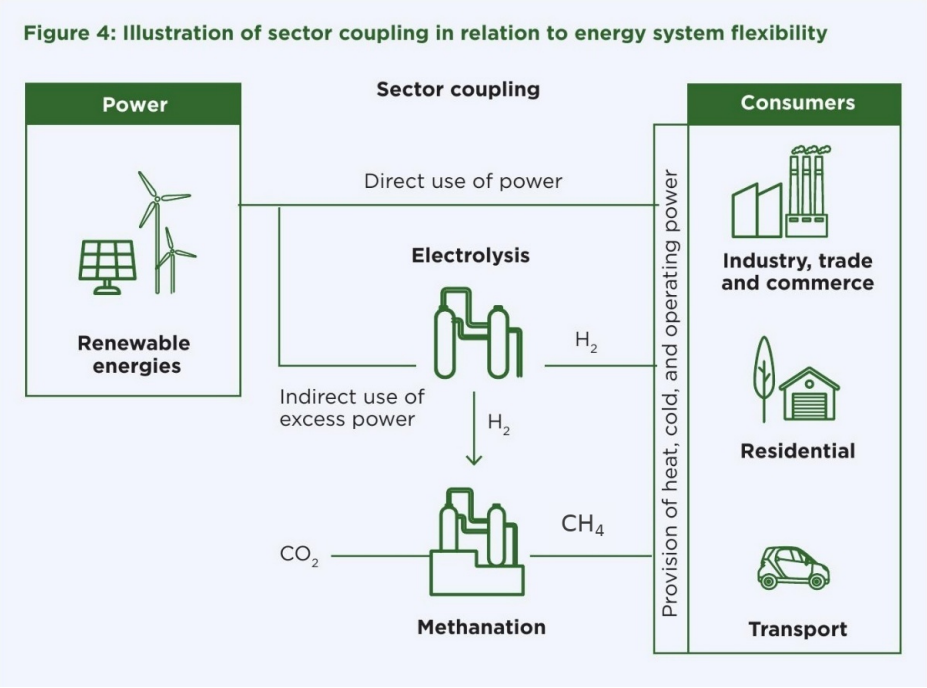


Figura 1.5 - Schema di sector coupling con particolare riferimento alla filiera Power-to-Gas. Fonte: adattato da IRENA, Sector Coupling in Facilitating Integration of Variable Renewable Energy in Cities, Figure 4 [23].

1.3.2 Accumuli energetici e gestione della domanda

Gli accumuli energetici permettono di disaccoppiare temporalmente produzione e consumo. Quando la produzione rinnovabile eccede la domanda, l'energia può essere immagazzinata e resa disponibile in un momento successivo; nelle ore di deficit, l'accumulo può contribuire alla copertura del fabbisogno riducendo il ricorso a impianti fossili di riserva o a importazioni. Le tecnologie di accumulo differiscono però in modo significativo per potenza, capacità, rendimento, costo e orizzonte temporale di utilizzo [24].

Le batterie elettrochimiche sono particolarmente adatte alla gestione di squilibri infragiornalieri, alla regolazione di frequenza e all'assorbimento di surplus fotovoltaico di breve durata. I pompaggi idroelettrici possono contribuire alla gestione di squilibri su orizzonti di alcune ore o giorni. Gli accumuli termici consentono di spostare nel tempo la produzione o il consumo di calore, mentre l'idrogeno e i combustibili sintetici possono assumere una funzione di accumulo chimico su scale temporali più lunghe.

La gestione attiva della domanda, o demand response, rappresenta un'altra risorsa fondamentale. Essa consiste nella possibilità di modificare il profilo temporale dei consumi in risposta a segnali di rete, prezzi o vincoli operativi. La domanda non viene più considerata un elemento completamente rigido, ma una componente in grado di contribuire al bilanciamento del sistema. Strbac evidenzia che la demand-side management può ridurre i picchi, migliorare l'utilizzo delle infrastrutture e facilitare l'integrazione della generazione variabile [21].

La flessibilità della domanda assume particolare importanza nei sistemi decarbonizzati. L'IEA sottolinea che lo spostamento o l'adattamento dei consumi può migliorare l'utilizzo degli asset di generazione e rete, ridurre le perdite e limitare il curtailment della produzione rinnovabile [25]. Nel caso dei veicoli elettrici, la gestione della ricarica può trasformare un nuovo carico elettrico in una risorsa flessibile; nel caso degli elettrolizzatori, la produzione di idrogeno può essere programmata in modo da assorbire energia rinnovabile disponibile.

La Figura 1.6 mette in relazione le principali tecnologie di accumulo con due grandezze operative fondamentali: la potenza nominale e il tempo di scarica. Da questa rappresentazione emerge che batterie, supercapacitori, CAES e pompaggio idroelettrico non sono soluzioni intercambiabili, ma rispondono a esigenze diverse di qualità della potenza, gestione del carico e accumulo energetico di medio-lunga durata.

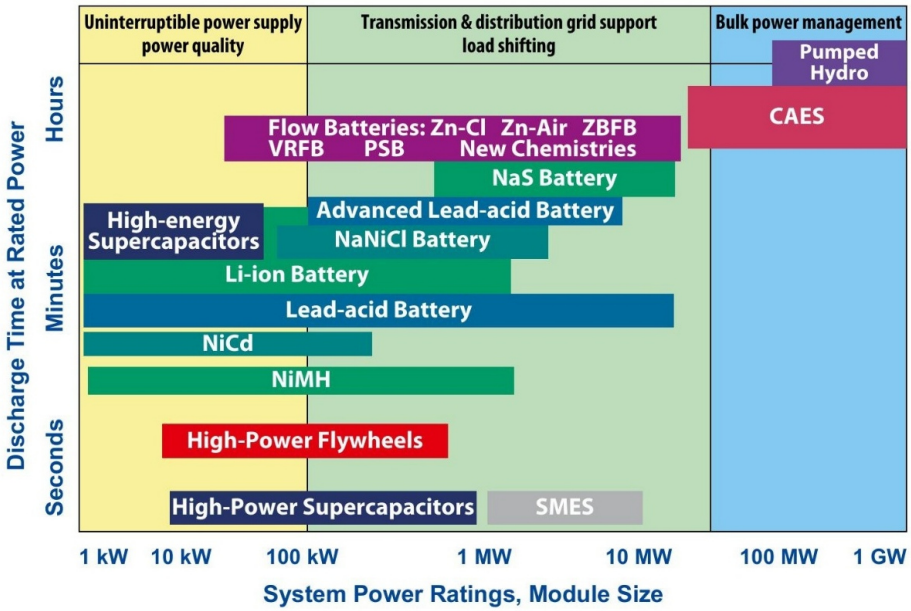


Figura 1.6 - Posizionamento delle principali tecnologie di accumulo in funzione della potenza nominale e del tempo di scarica. Fonte: IRENA, Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, Figure 11 [24].

1.4 Il ruolo dell'idrogeno nella transizione energetica

L'idrogeno rappresenta uno dei vettori energetici più discussi negli scenari di decarbonizzazione di lungo periodo, poiché consente di collegare la produzione elettrica rinnovabile con usi finali nei quali l'elettrificazione diretta risulta tecnicamente complessa, economicamente onerosa o non sufficiente a garantire la completa riduzione delle emissioni. In questa prospettiva, l'idrogeno non deve essere interpretato come una soluzione alternativa all'elettrificazione, ma come un vettore complementare da utilizzare prioritariamente nei settori hard-to-abate, quali industria pesante, chimica, raffinazione residua, trasporto marittimo, aviazione e produzione di combustibili sintetici [26], [27].

Il ruolo dell'idrogeno è strettamente legato alla disponibilità di energia elettrica rinnovabile. L'idrogeno verde è infatti prodotto tramite elettrolisi dell'acqua alimentata da fonti rinnovabili, trasformando energia elettrica in energia chimica accumulabile. Tale conversione introduce perdite energetiche rispetto all'uso diretto dell'elettricità; per questo motivo, negli scenari energetici più efficienti, l'idrogeno viene generalmente riservato agli impieghi in cui le alternative elettriche dirette sono meno praticabili. Allo stesso tempo, proprio la possibilità di accumulare energia sotto forma chimica rende l'idrogeno uno strumento potenzialmente rilevante per valorizzare eccessi di produzione rinnovabile e fornire flessibilità su orizzonti temporali più lunghi rispetto agli accumuli elettrochimici [26].

Il quadro attuale mostra tuttavia una forte distanza tra il sistema energetico esistente e gli scenari futuri di neutralità climatica. Secondo il rapporto del Joint Research Centre, nel 2020 la domanda globale di idrogeno era pari a circa 87 Mt, prevalentemente destinata ad ammoniaca, raffinazione petrolifera, metanolo e acciaio. In Europa, nello stesso anno, l'utilizzo di idrogeno era concentrato soprattutto nella raffinazione e nella produzione di ammoniaca, mentre gli impieghi energetici e nel trasporto erano ancora marginali [27]. Questo aspetto è importante perché evidenzia che la transizione non riguarda soltanto l'aumento della produzione di idrogeno, ma anche e soprattutto la sostituzione dell'idrogeno grigio esistente e la costruzione di nuovi mercati finali compatibili con un sistema energetico decarbonizzato.

La produzione attuale di idrogeno è inoltre quasi interamente basata su combustibili fossili. Il JRC evidenzia che, a livello globale, la produzione di idrogeno dipende prevalentemente da gas naturale e carbone e determina emissioni dell'ordine di 800 $MtCO_2$ all'anno [27]. Di conseguenza, l'idrogeno può contribuire agli obiettivi climatici solo se prodotto con processi a basse o nulle emissioni. In questa tesi l'attenzione è posta sull'idrogeno verde, poiché esso è coerente con l'impostazione dello scenario energetico al 2050, caratterizzato da un'elevata penetrazione di fonti rinnovabili e dall'eliminazione progressiva dei combustibili fossili.

Dal punto di vista tecnologico, la produzione di idrogeno verde richiede l'impiego di elettrolizzatori. Un elettrolizzatore è costituito dallo stack, nel quale avviene la scissione elettrochimica dell'acqua in idrogeno e ossigeno, e dal balance of plant, che comprende alimentazione elettrica, trattamento dell'acqua, separazione dei gas, sistemi di raffreddamento, eventuale compressione e componenti ausiliari. IRENA sottolinea che sia lo stack sia il balance of plant incidono in modo significativo sul costo complessivo del sistema e che il potenziale di riduzione dei costi dipende da economie di scala, standardizzazione, aumento della taglia dei moduli, miglioramento dei rendimenti e incremento della vita utile degli impianti [26].

La Figura 1.7 mostra come il costo dell'idrogeno verde sia influenzato congiuntamente dal costo dell'elettricità, dal costo dell'elettrolizzatore e dal livello di diffusione tecnologica. Il confronto tra un prezzo medio dell'elettricità pari a 65 USD/MWh e un prezzo basso pari a 20 USD/MWh evidenzia che la riduzione del costo dell'energia elettrica è una condizione essenziale per rendere competitivo l'idrogeno verde. IRENA costruisce

il caso favorevole assumendo un rendimento dell'elettrolizzatore pari al 76% sul potere calorifico inferiore, un prezzo dell'elettricità pari a 20 USD/MWh, 4200 ore equivalenti annue di funzionamento e un WACC del 6% [26]. Il dato sulle ore equivalenti è decisivo: la stessa energia elettrica a basso costo ha implicazioni economiche diverse se disponibile soltanto per poche ore di surplus o se garantita su un numero elevato di ore annue.

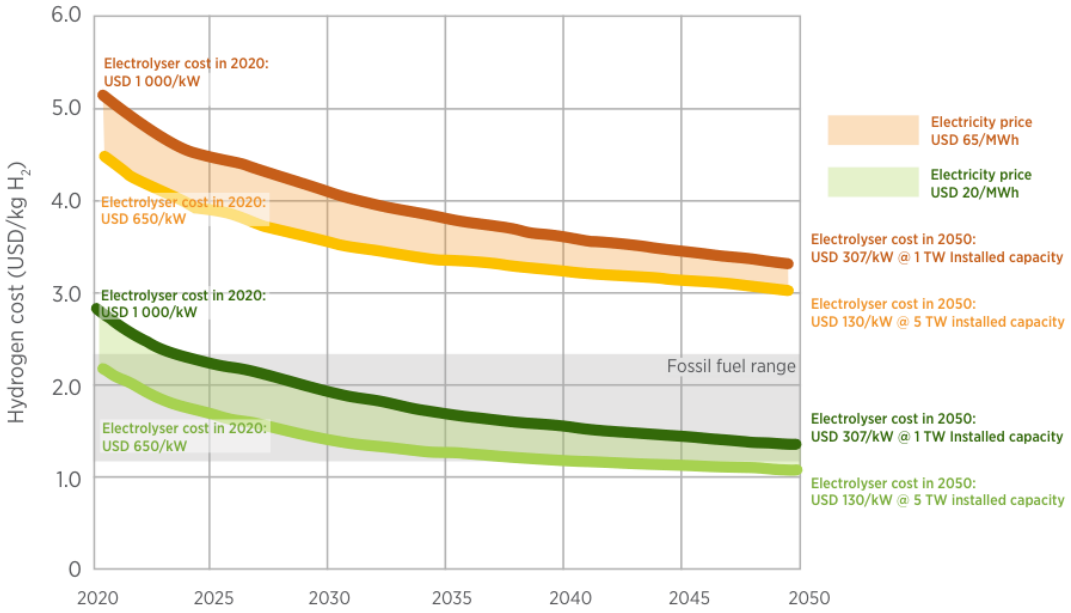


Figura 1.7 - Costo di produzione dell'idrogeno verde in funzione della diffusione degli elettrolizzatori e del prezzo dell'elettricità nel periodo 2020-2050. Fonte: IRENA, Green Hydrogen Cost Reduction, Figure ES2 [26].

La competitività dell'idrogeno verde dipende quindi da tre elementi principali: costo dell'energia elettrica rinnovabile, costo specifico dell'elettrolizzatore e numero di ore equivalenti di funzionamento. IRENA evidenzia che, con bassi valori delle ore di funzionamento, il costo di investimento dell'elettrolizzatore pesa maggiormente sul costo specifico dell'idrogeno, perché il capitale installato viene ripartito su una minore quantità di produzione annua. Viceversa, al crescere delle ore di funzionamento, diventa dominante il costo dell'elettricità consumata [26]. Questo trade-off è particolarmente rilevante quando la produzione di idrogeno viene associata ai surplus rinnovabili: l'utilizzo di energia altrimenti non sfruttata può ridurre il costo energetico, ma può anche ridurre le ore equivalenti dell'elettrolizzatore e quindi aumentare il peso del CAPEX.

Negli scenari di lungo periodo il contributo dell'idrogeno è destinato ad aumentare in modo consistente, pur con differenze significative tra le diverse analisi. Tarvydas evidenzia che gli studi di scenario non concordano pienamente sul ritmo di penetrazione dell'idroge-

no, ma convergono sul fatto che il suo ruolo diventi più rilevante al 2050 rispetto al quadro attuale. A livello globale, la domanda di idrogeno potrebbe raggiungere circa 530 Mt nel 2050 in uno scenario medio, mentre in uno scenario di rapida transizione verso un'economia dell'idrogeno potrebbe superare 1.400 Mt [27]. Nell'Unione europea, la domanda potrebbe raggiungere circa 40 Mt nello scenario medio e fino a 68 Mt nello scenario di massima penetrazione [27].

La crescita della domanda comporta una rilevante espansione della capacità di elettrolisi e della generazione rinnovabile necessaria ad alimentarla. Secondo le stime del JRC, per soddisfare la domanda europea di idrogeno verde al 2050 sarebbero necessari circa 700-800 GW di elettrolizzatori in uno scenario medio e 1.200-1.400 GW in uno scenario di rapida transizione, assumendo l'impiego di elettricità prodotta da impianti eolici e fotovoltaici dedicati [27]. Questi valori mostrano la dimensione infrastrutturale della sfida: la produzione di idrogeno non è un elemento separato dal sistema elettrico, ma richiede un'espansione coordinata di elettrolizzatori, rinnovabili, accumuli, reti e infrastrutture di trasporto e stoccaggio.

La Figura 1.8 riporta la domanda globale di idrogeno e combustibili derivati negli usi finali secondo diversi scenari energetici. Come si evince dalla figura, l'idrogeno rimane relativamente limitato al 2030, mentre assume un peso molto maggiore verso il 2040 e soprattutto verso il 2050. Il grafico mostra inoltre che parte della domanda futura potrebbe manifestarsi non solo come idrogeno puro, ma anche come ammoniaca ed e-fuels, confermando il ruolo dell'idrogeno come intermedio per la produzione di vettori energetici sintetici destinati a settori difficili da elettrificare direttamente [27].

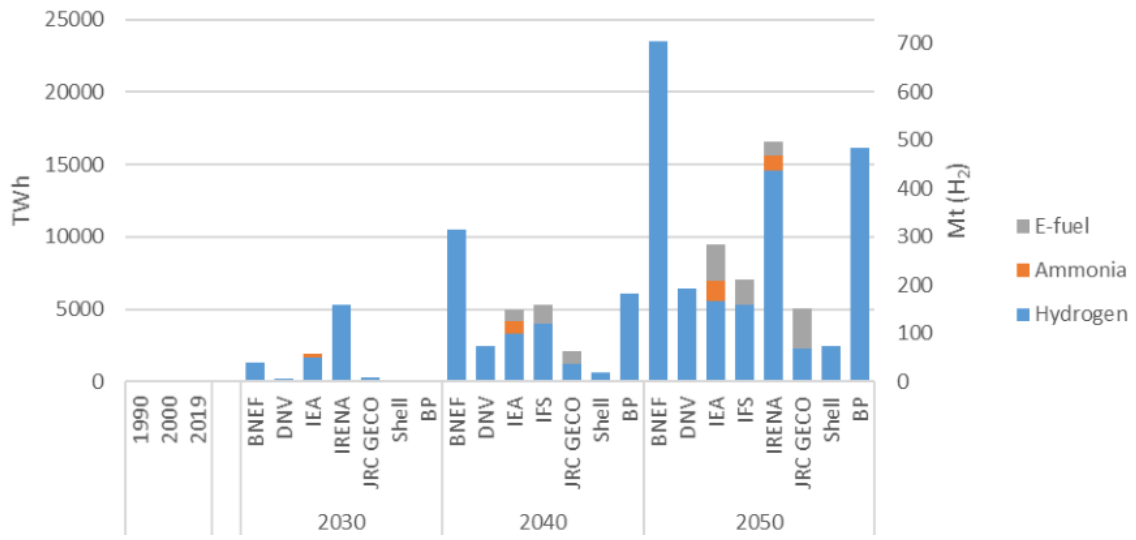


Figura 1.8 - Domanda globale di idrogeno e combustibili derivati negli usi finali secondo diversi scenari energetici. Fonte: Tarvydas, The role of hydrogen in energy decarbonisation scenarios, Figure 6 [27].

Nel caso della presente tesi, l'idrogeno viene modellato esternamente a EnergyPLAN non perché il software non sia in grado di rappresentare elettrolizzatori e storage su base oraria, ma perché l'obiettivo specifico del lavoro è testare una logica di controllo definita nello script MATLAB. La modellazione esterna consente di esplicitare priorità operative, vincoli di storage, produzione obbligata per usi finali e interazione con fuel cell secondo una sequenza stabilita dall'utente. La scelta comporta però una responsabilità metodologica: il comportamento così ottenuto deve essere confrontato con gli output complessivi di EnergyPLAN per verificare che non emergano doppie contabilizzazioni o incoerenze di bilancio.

1.5 Mobilità elettrica e interazione con la rete

La decarbonizzazione dei trasporti rappresenta una componente essenziale della transizione energetica. I veicoli elettrici consentono di sostituire consumi di carburanti fossili con energia elettrica, potenzialmente prodotta da fonti rinnovabili. Tuttavia, la loro diffusione modifica la domanda elettrica sia in termini quantitativi sia in termini temporali. La ricarica può concentrarsi in specifiche fasce orarie, generando nuovi picchi di carico se non adeguatamente gestita [28].

L'impatto dei veicoli elettrici dipende da molte variabili: dimensione della flotta, percorrenze, efficienza dei veicoli, capacità delle batterie, disponibilità di infrastrutture di ricarica e comportamento degli utenti. In uno scenario energetico nazionale al 2050, la

mobilità elettrica non può quindi essere rappresentata soltanto come un consumo annuale aggiuntivo. È necessario considerare il profilo orario della ricarica, la disponibilità dei veicoli connessi e la possibilità di modulare il carico in funzione delle condizioni del sistema elettrico.

Se gestiti in modo non coordinato, i veicoli elettrici possono aumentare la domanda nelle ore serali, quando molti utenti rientrano e collegano il veicolo alla rete. Se invece la ricarica è coordinata con la disponibilità di energia rinnovabile, la mobilità elettrica può diventare una risorsa di flessibilità distribuita, capace di assorbire surplus fotovoltaici o di ridurre il carico nelle ore di maggiore stress del sistema.

La strategia di ricarica adottata determina il ruolo della mobilità elettrica nel sistema energetico. La ricarica non coordinata, spesso indicata come dump charging, consiste nell'avvio della ricarica appena il veicolo viene connesso. Questa modalità è semplice dal punto di vista dell'utente, ma può generare picchi di domanda e ridurre la capacità del sistema di integrare produzione rinnovabile variabile.

Lo smart charging prevede invece la modulazione temporale della ricarica. Il fabbisogno energetico del veicolo viene comunque soddisfatto, ma la potenza assorbita può essere spostata verso ore caratterizzate da maggiore disponibilità rinnovabile, minore prezzo o minore congestione di rete. La Figura 1.9 mostra il principio dello smart charging in relazione ai profili di generazione solare ed eolica: la ricarica può essere adattata al profilo della produzione, migliorando l'utilizzo dell'energia rinnovabile [28].

Il Vehicle-to-Grid rappresenta una configurazione più avanzata, nella quale i veicoli elettrici non solo assorbono energia dalla rete, ma possono anche restituirla quando connessi. La letteratura ha evidenziato che una flotta sufficientemente ampia di veicoli elettrici può fornire servizi di rete, regolazione e supporto al bilanciamento, a condizione che siano disponibili infrastrutture bidirezionali, adeguati schemi di remunerazione e vincoli compatibili con le esigenze di mobilità degli utenti [29].

Nel presente lavoro le strategie dump charge, smart charge e Vehicle-to-Grid sono modellate esplicitamente in MATLAB. Questa scelta è coerente con l'obiettivo della tesi: valutare il comportamento orario della mobilità elettrica e il suo effetto sul profilo di domanda modificato che viene poi scambiato con EnergyPLAN all'interno della procedura di co-simulazione.

La Figura 1.9 mette a confronto la ricarica non controllata e lo smart charging, mostrando il

vantaggio di spostare temporalmente il carico dei veicoli elettrici verso le ore di maggiore produzione rinnovabile. La figura è particolarmente rilevante per la metodologia della tesi, perché anticipa la logica con cui MATLAB modifica il profilo di domanda elettrica in funzione della disponibilità di energia eolica e solare.

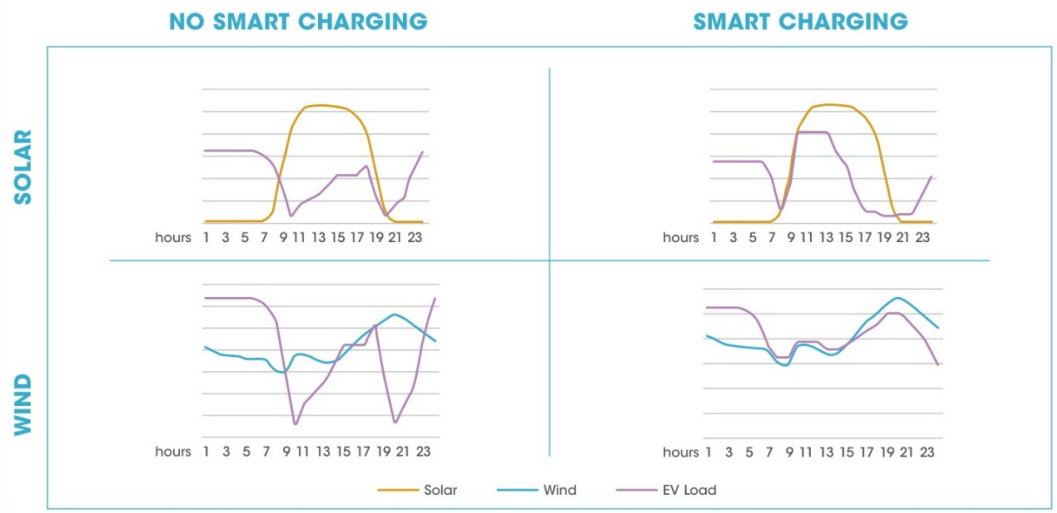


Figura 1.9 - Smart charging in relazione ai profili di generazione solare ed eolica. Fonte: IRENA, Innovation Outlook: Smart Charging for Electric Vehicles, Figure 3 [28].

1.6 Obiettivi, contributo originale e struttura della tesi

La presente tesi sviluppa e applica una metodologia di co-simulazione tra EnergyPLAN e MATLAB per l'analisi di uno scenario energetico nazionale italiano al 2050. EnergyPLAN viene utilizzato per rappresentare il sistema energetico complessivo, includendo produzione elettrica, domanda, fonti rinnovabili, settore termico, importazioni, esportazioni e principali tecnologie di accumulo. MATLAB viene invece impiegato per modellare con maggiore dettaglio i sottosistemi flessibili oggetto del lavoro: idrogeno e mobilità elettrica.

Il contributo originale della tesi consiste nella costruzione di un'interfaccia oraria tra EnergyPLAN e MATLAB. EnergyPLAN non viene sostituito da un bilancio annuale semplificato, poiché il software esegue già una simulazione oraria dell'intero sistema energetico. MATLAB viene invece utilizzato per aggiornare la domanda elettrica netta in funzione di regole operative esplicite per elettrolizzatori, storage di idrogeno, combustibili sintetici, fuel cell e strategie di ricarica dei veicoli elettrici. L'originalità del lavoro risiede quindi nella procedura di scambio dati e nella rappresentazione personalizzata dei sottosistemi flessibili, non nella sola adozione della risoluzione oraria.

Il Capitolo 2 descrive gli strumenti di simulazione utilizzati, con particolare attenzione a EnergyPLAN, MATLAB e alla logica della co-simulazione. Il Capitolo 3 presenta lo scenario energetico italiano al 2050 utilizzato come caso studio. Il Capitolo 4 costituisce il nucleo metodologico della tesi e descrive lo script MATLAB sviluppato per modellare idrogeno e veicoli elettrici. Il Capitolo 5 analizza i risultati e valida il comportamento del modello rispetto allo scenario di riferimento. Il Capitolo 6 riassume le principali conclusioni, evidenziando limiti della metodologia e possibili sviluppi futuri.

2. Strumenti di simulazione dei sistemi energetici

La progettazione di scenari energetici di lungo periodo richiede strumenti in grado di descrivere sistemi sempre più complessi, caratterizzati dall'interazione tra produzione elettrica, domanda finale, accumuli, reti, vettori energetici e tecnologie di conversione. La crescita delle fonti rinnovabili variabili e l'elettrificazione degli usi finali rendono infatti insufficiente una valutazione basata esclusivamente su bilanci annuali aggregati. Diventa necessario analizzare la compatibilità temporale tra produzione e domanda, individuare le ore di surplus e deficit, stimare i fabbisogni di flessibilità e valutare gli effetti sistemici dell'integrazione tra elettricità, calore, trasporti e combustibili sintetici [30], [31].

Il presente capitolo introduce gli strumenti e gli approcci di modellazione utilizzati nella tesi. In primo luogo vengono richiamati i principali concetti della modellazione dei sistemi energetici, con particolare attenzione alla distinzione tra modelli di simulazione e modelli di ottimizzazione. Successivamente viene descritto il modello EnergyPLAN, che rappresenta il sistema energetico nazionale attraverso bilanci orari e strategie di regolazione. Viene quindi discusso il ruolo di MATLAB come ambiente di modellazione flessibile, adatto all'implementazione di algoritmi personalizzati e alla gestione automatica di serie temporali e file di input. Infine, viene introdotto il concetto di co-simulazione, evidenziando le motivazioni tecniche dell'accoppiamento MATLAB-EnergyPLAN nel caso di studio sviluppato in questa tesi.

La scelta di utilizzare due ambienti di simulazione differenti non deriva dalla semplice necessità di automatizzare una procedura numerica, ma dalla volontà di separare in modo metodologicamente controllato due livelli di rappresentazione. EnergyPLAN viene impiegato per descrivere l'intero sistema energetico nazionale, includendo domanda, produzione, scambi, accumuli e tecnologie principali. MATLAB viene invece utilizzato per modellare in modo più dettagliato sottosistemi flessibili specifici, in particolare il settore dell'idrogeno e la mobilità elettrica, che richiedono logiche operative orarie non immediatamente rappresentabili mediante una sola simulazione standard in EnergyPLAN.

2.1 Modellazione dei sistemi energetici

La modellazione dei sistemi energetici consiste nella costruzione di una rappresentazione semplificata ma coerente delle relazioni tra risorse primarie, tecnologie di conversione, infrastrutture, domanda finale, costi ed emissioni. Un modello energetico non riproduce ogni dettaglio fisico del sistema reale, ma seleziona le variabili e i vincoli ritenuti più rilevanti rispetto alla domanda di ricerca. Nel caso della pianificazione energetica nazionale, l'obiettivo principale è valutare come differenti configurazioni tecnologiche e politiche possano soddisfare la domanda energetica futura riducendo emissioni, costi, importazioni e criticità operative [30].

La letteratura distingue numerose famiglie di modelli energetici. Una classificazione frequente comprende modelli di simulazione, modelli di ottimizzazione, modelli di equilibrio, modelli econometrici, modelli bottom-up tecnologici e modelli top-down macroeconomici [31], [32]. I modelli bottom-up descrivono il sistema partendo dalle tecnologie, dalle efficienze, dalle capacità e dai costi; i modelli top-down, invece, analizzano le relazioni tra energia, economia e politiche pubbliche mediante grandezze aggregate. Nei lavori di pianificazione energetica orientati alla decarbonizzazione vengono spesso preferiti strumenti bottom-up, poiché consentono una descrizione più esplicita delle tecnologie rinnovabili, degli accumuli e delle opzioni di flessibilità.

I modelli di ottimizzazione individuano una configurazione del sistema che minimizza o massimizza una funzione obiettivo soggetta a vincoli tecnici, economici o ambientali. Ad esempio, un modello può minimizzare il costo totale del sistema, le emissioni di CO_2 o il fabbisogno di combustibili fossili. Questo approccio è molto utile quando l'obiettivo è identificare una configurazione ottima sotto ipotesi prestabilite. Tuttavia, esso richiede la definizione esplicita di una funzione obiettivo e di vincoli matematici che possono influenzare in modo rilevante il risultato finale. Inoltre, la complessità cresce rapidamente quando si introducono molti vettori energetici, vincoli temporali, tecnologie di accumulo e dettagli spaziali [31].

I modelli di simulazione, al contrario, non cercano necessariamente una soluzione ottima, ma valutano il comportamento di una configurazione energetica definita dall'utente. Essi permettono di verificare se uno scenario è tecnicamente coerente, quali flussi energetici si generano, quanta energia rinnovabile viene utilizzata, quante importazioni sono necessarie e quali emissioni risultano associate al sistema. Questo approccio è partico-

larmente utile quando lo scopo non è ottimizzare automaticamente lo scenario, ma testare una configurazione costruita sulla base di ipotesi esterne, vincoli politici o scenari di riferimento.

La scelta tra simulazione e ottimizzazione non è quindi esclusivamente tecnica, ma dipende dal tipo di domanda di ricerca. Se si vuole determinare la combinazione di tecnologie meno costosa, può essere appropriato un modello di ottimizzazione. Se invece si vuole analizzare il funzionamento di uno scenario già definito, confrontare ipotesi alternative o valutare la coerenza di una traiettoria costruita a partire da dati esterni, un modello di simulazione può risultare più trasparente e controllabile. Questa distinzione è centrale nella presente tesi, poiché lo scenario energetico analizzato non viene ottimizzato da MATLAB, ma simulato e validato attraverso una procedura iterativa.

Un ulteriore aspetto fondamentale riguarda la risoluzione temporale. Nei sistemi tradizionali, dominati da impianti termoelettrici programmabili, un bilancio annuale poteva fornire indicazioni sufficienti per molte valutazioni preliminari. Nei sistemi ad alta penetrazione rinnovabile, invece, il profilo orario della produzione e della domanda diventa determinante. Due scenari con la stessa produzione annua da fotovoltaico o eolico possono presentare criticità molto diverse se la produzione è concentrata in ore in cui la domanda è bassa o se non sono disponibili accumuli e carichi flessibili. La risoluzione oraria consente quindi di evidenziare surplus, deficit, necessità di importazione, esportazione e accumulo [31], [32].

La risoluzione spaziale rappresenta un altro elemento di complessità. Un modello nazionale può trattare il Paese come un unico nodo energetico, ipotizzando implicitamente la possibilità di trasferire energia tra aree geografiche senza vincoli interni. Al contrario, modelli multi-zonali o nodali rappresentano la rete elettrica e le differenze territoriali tra produzione e domanda. Per una tesi focalizzata sulla metodologia di co-simulazione nazionale, una rappresentazione aggregata può essere adeguata, purché i risultati siano interpretati come valutazioni di sistema e non come analisi di dettaglio della rete di trasmissione.

La complessità dei modelli energetici cresce anche in funzione del numero di settori considerati. Un modello puramente elettrico descrive domanda e generazione elettrica, ma non rappresenta direttamente la domanda termica, i combustibili, i trasporti o l'idrogeno. Al contrario, i modelli multi-energia o Smart Energy Systems includono interazioni tra elettricità, calore, gas, combustibili sintetici, mobilità e industria [13], [14]. Questa impo-

stazione è essenziale negli scenari di decarbonizzazione, poiché le principali strategie di riduzione delle emissioni si basano proprio sull'integrazione tra settori.

Dal punto di vista metodologico, un modello energetico deve inoltre garantire trasparenza, riproducibilità e coerenza dei dati. La trasparenza riguarda la possibilità di comprendere ipotesi, algoritmi e relazioni tra variabili. La riproducibilità richiede che lo stesso insieme di input produca risultati verificabili da altri ricercatori. La coerenza dei dati implica l'uso di unità di misura, profili temporali e bilanci energetici compatibili tra loro. Questi requisiti assumono importanza ancora maggiore quando il modello viene utilizzato in ambito accademico o a supporto di decisioni pubbliche [33].

Nel caso della presente tesi, la modellazione energetica è impiegata con un obiettivo specifico: valutare il funzionamento orario di uno scenario nazionale italiano al 2050 nel quale idrogeno e veicoli elettrici sono modellati esternamente rispetto a EnergyPLAN. Il problema non consiste quindi nel costruire un modello energetico da zero, ma nel definire un'interfaccia coerente tra un modello di sistema e un algoritmo esterno. Questo richiede attenzione particolare allo scambio dei dati, alla normalizzazione dei profili, alla conservazione dei bilanci energetici e alla corretta interpretazione degli output.

La Tabella 2.1 sintetizza alcune caratteristiche delle principali famiglie di modelli utilizzate nell'analisi dei sistemi energetici. La distinzione non è rigida, poiché molti strumenti combinano elementi di più approcci; essa è tuttavia utile per chiarire il ruolo assunto da EnergyPLAN e MATLAB nel presente lavoro.

Tabella 2.1 - Principali famiglie di modelli energetici e loro ruolo nell'analisi di scenari. Fonte: elaborazione testuale sulla base di Connolly et al. [30], Pfenninger et al. [31] e Ringkjøb et al. [32].

Tipologia di modello	Obiettivo principale	Punti di forza	Limiti principali
Simulazione	Valutare il comportamento di uno scenario definito	Trasparenza, controllo delle ipotesi, analisi dei bilanci	Non individua automaticamente una configurazione ottima
Ottimizzazione	Determinare la soluzione migliore rispetto a una funzione obiettivo	Ricerca sistematica di configurazioni efficienti	Dipendenza da funzione obiettivo, vincoli e semplificazioni

Tipologia di modello	Obiettivo principale	Punti di forza	Limiti principali
Equilibrio economico	Descrivere interazioni tra energia, prezzi e sistema economico	Analisi macroeconomica e politiche di mercato	Minore dettaglio tecnologico
Dimensione multi-energia	Caratteristica trasversale applicabile sia a modelli di simulazione sia a modelli di ottimizzazione	Rappresenta interazioni tra vettori e settori, utile per sector coupling e Power-to-X	Richiede più dati e rende più complessa l'interpretazione dei risultati

2.2 Il modello EnergyPLAN

EnergyPLAN è un modello di simulazione dei sistemi energetici sviluppato presso l'Università di Aalborg e utilizzato in numerosi studi scientifici dedicati alla progettazione di sistemi energetici sostenibili e ad alta penetrazione rinnovabile [34]. Il modello nasce con l'obiettivo di analizzare strategie energetiche nazionali attraverso una rappresentazione integrata dei principali settori del sistema energetico. A differenza di strumenti orientati esclusivamente al settore elettrico, EnergyPLAN consente di studiare le interazioni tra elettricità, calore, raffrescamento, industria, trasporti, gas, idrogeno e combustibili sintetici [34], [35].

Secondo la documentazione ufficiale, EnergyPLAN è un modello di simulazione deterministico basato su file di input e file di output, da non confondere con i modelli input-output economici utilizzati per descrivere le interdipendenze tra settori produttivi. Gli input comprendono domande energetiche, fonti rinnovabili, capacità degli impianti, efficienze, costi e strategie di regolazione; gli output includono bilanci energetici, produzioni annuali, consumi di combustibile, emissioni, importazioni, esportazioni, eccessi di produzione e costi complessivi [35]. Questa struttura lo rende adatto alla valutazione di scenari di lungo periodo in cui l'obiettivo è confrontare configurazioni definite dall'utente, piuttosto che determinare automaticamente una soluzione ottima mediante programmazione matematica.

La Figura 2.1 evidenzia la natura multisettoriale di EnergyPLAN: elettricità, calore, raffrescamento, trasporti, industria, gas, idrogeno e combustibili sono rappresentati come

sottosistemi collegati da flussi energetici. Questa struttura giustifica l'utilizzo del software come modello principale del sistema nazionale, poiché permette di mantenere una visione integrata anche quando alcuni sottosistemi vengono modellati esternamente.

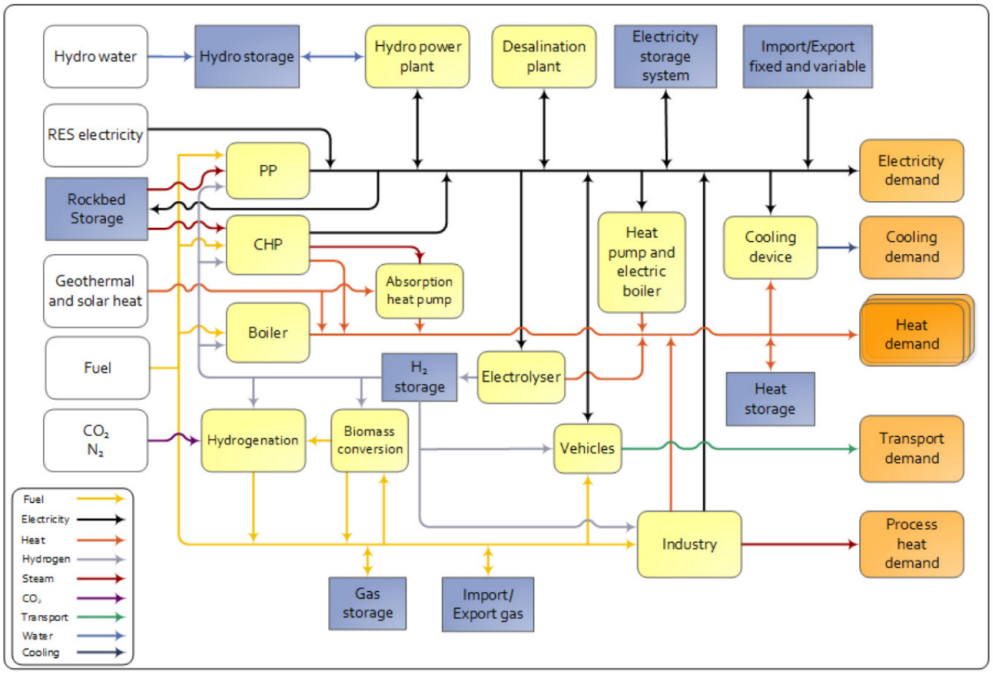


Figura 2.1 - Schema generale del sistema energetico rappresentato nel modello EnergyPLAN. Fonte: Lund e Thellufsen, EnergyPLAN Documentation Version 16.3 [35].

Il modello può essere utilizzato per diverse tipologie di analisi. Nelle analisi tecniche, l'attenzione è posta sulla capacità del sistema di soddisfare la domanda energetica, minimizzare eccessi di produzione e ridurre l'impiego di combustibili fossili. Nelle analisi economiche, invece, vengono introdotti costi di investimento, costi operativi, prezzi dei combustibili, costi delle emissioni e scambi con il mercato elettrico [35]. Nel presente lavoro l'attenzione è rivolta prevalentemente alla dimensione tecnica e operativa, poiché l'obiettivo principale è verificare la coerenza oraria della metodologia di co-simulazione. Un aspetto rilevante di EnergyPLAN è la possibilità di simulare scenari energetici con una risoluzione oraria costante. Il modello considera un intero anno mediante 8760 ore negli anni ordinari o, in alcuni contesti, 8784 ore negli anni bisestili. La simulazione oraria permette di valutare la relazione tra profili di domanda, produzione rinnovabile variabile, funzionamento degli impianti programmabili, accumuli e scambi con l'estero. Nel caso della tesi, la scelta di lavorare su 8784 iterazioni è coerente con la struttura temporale dello scenario e con l'esigenza di modellare ogni ora dell'anno.

EnergyPLAN è stato ampiamente utilizzato nella letteratura scientifica per analizzare scenari nazionali e locali di decarbonizzazione, sistemi a 100% rinnovabili, integrazione di eolico e fotovoltaico, teleriscaldamento, idrogeno, Power-to-X e mobilità elettrica [34]. La sua diffusione è legata alla capacità di combinare un livello di dettaglio sufficiente per l'analisi operativa con una struttura relativamente trasparente e accessibile. Per una tesi focalizzata sulla co-simulazione, tale caratteristica è particolarmente importante, poiché consente di interpretare gli output e di modificarne gli input attraverso procedure automatizzate esterne.

2.2.1 Struttura e settori energetici rappresentati

La struttura di EnergyPLAN può essere interpretata come un insieme di sottosistemi energetici collegati da flussi di energia e da vincoli di bilancio. Il settore elettrico costituisce uno dei nodi principali del modello, ma non è l'unico. Accanto alla domanda elettrica sono rappresentati il calore individuale e da teleriscaldamento, il raffrescamento, l'industria, i trasporti, i combustibili, il gas, l'idrogeno e alcune tecnologie di conversione tra vettori [35]. Questa impostazione consente di analizzare non solo la produzione elettrica, ma anche il modo in cui l'elettricità può essere utilizzata per decarbonizzare altri settori.
Nel sistema elettrico, EnergyPLAN rappresenta la domanda di elettricità, la produzione da fonti rinnovabili variabili, la generazione termoelettrica, la cogenerazione, l'idroelettrico, gli accumuli, le importazioni e le esportazioni. La produzione rinnovabile può includere eolico onshore e offshore, fotovoltaico, idroelettrico, geotermia e altre fonti. Le tecnologie programmabili sono descritte mediante capacità installata, efficienze, disponibilità di combustibili e strategie di regolazione. Gli scambi con l'estero possono essere trattati mediante approcci differenti a seconda della strategia di simulazione adottata [35].
Il settore termico è modellato attraverso la domanda di calore e le tecnologie destinate alla sua copertura. EnergyPLAN distingue sistemi individuali, sistemi di teleriscaldamento e diverse tipologie di produzione termica. Possono essere rappresentati caldaie, pompe di calore, cogenerazione, solare termico, accumuli termici e calore industriale. Questa articolazione è importante perché la decarbonizzazione del calore rappresenta una delle principali sfide degli scenari energetici futuri e interagisce in modo diretto con il sistema elettrico tramite pompe di calore e accumuli [34], [35].
Il settore dei trasporti può essere descritto attraverso consumi finali di combustibili, veicoli elettrici, combustibili alternativi e, in alcune configurazioni, strategie di ricarica e

Vehicle-to-Grid. Tuttavia, la rappresentazione interna di EnergyPLAN può risultare meno flessibile quando si desidera implementare logiche operative personalizzate, ad esempio algoritmi di smart charging basati sul bilancio elettrico orario o su vincoli dinamici dello stato di carica. Per questo motivo, nella presente tesi la mobilità elettrica viene modellata esternamente in MATLAB, mentre EnergyPLAN continua a rappresentare il resto del sistema nazionale.

Il settore dell'idrogeno in EnergyPLAN include tecnologie come elettrolizzatori, storage di idrogeno, conversione in combustibili sintetici e possibili usi finali. Il modello consente quindi di analizzare il Power-to-Hydrogen e il Power-to-X come componenti del sistema energetico integrato. Anche in questo caso, tuttavia, una modellazione esterna può essere utile quando si vogliono introdurre priorità operative specifiche, vincoli orari, logiche di accumulo o produzione obbligatoria non immediatamente rappresentabili tramite i soli input standard del modello.

La Figura 2.2 riporta un esempio di maschera di input relativa alla domanda elettrica e agli scambi fissi di importazione/esportazione. La schermata mostra la logica operativa del software: un valore annuale viene associato a un file di distribuzione e a parametri tecnici che definiscono il comportamento del sistema. Questo esempio è utile per comprendere perché il file LSS possa essere modificato automaticamente da MATLAB agendo sui parametri testuali e sui profili orari.

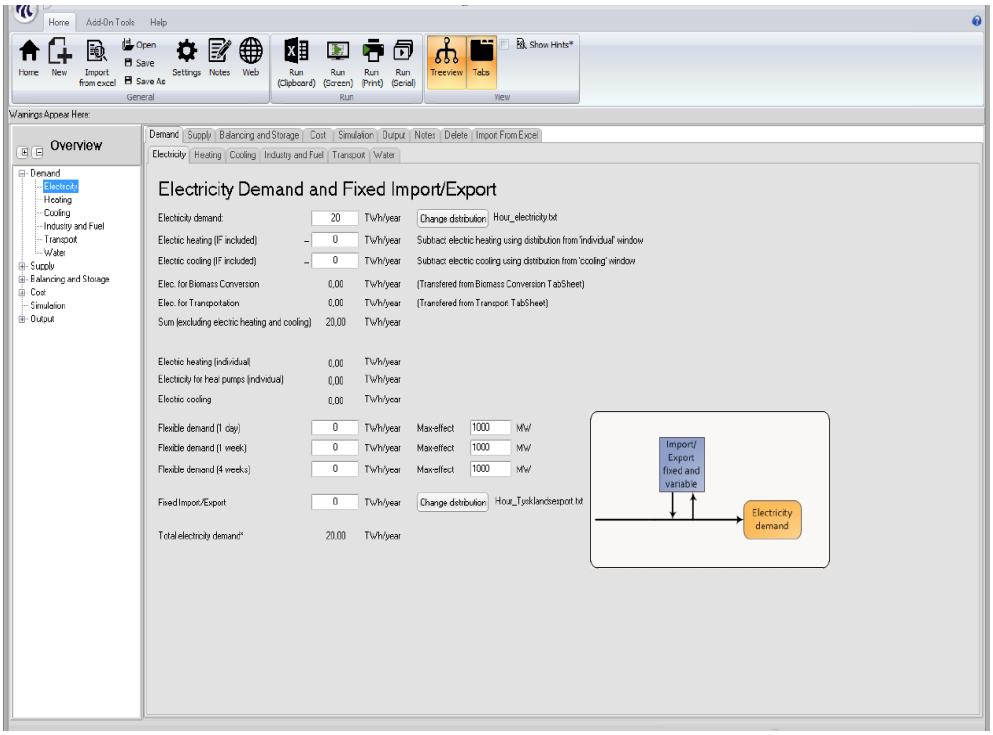


Figura 2.2 - Esempio di maschera di input di EnergyPLAN per la domanda elettrica e gli scambi fissi di importazione/esportazione. Fonte: Connolly, Finding and Inputting Data into the Energy-PLAN Tool [36].

La suddivisione in settori non implica che EnergyPLAN risolva separatamente sottoproblemi indipendenti. Al contrario, il modello calcola bilanci orari collegati tra loro. L'elettricità può alimentare pompe di calore, elettrolizzatori, accumuli e veicoli elettrici; il calore può essere prodotto da cogenerazione, caldaie, pompe di calore e accumuli; l'idrogeno può essere prodotto, immagazzinato o convertito in altri vettori. Questa rete di interazioni rende il modello adatto a rappresentare gli scenari Smart Energy Systems, nei quali la flessibilità non è fornita da una singola tecnologia ma dall'interazione tra vettori e settori [13], [14].

L'approccio di EnergyPLAN presenta anche alcuni limiti. Come ogni modello aggregato, esso non rappresenta nel dettaglio la rete elettrica nodale, le congestioni locali, la dinamica elettromagnetica o la stabilità di frequenza. Inoltre, alcune logiche operative avanzate possono richiedere semplificazioni. Tuttavia, per l'analisi di scenari nazionali di lungo periodo, il modello offre un compromesso efficace tra dettaglio settoriale, risoluzione oraria e trasparenza. La co-simulazione proposta in questa tesi nasce proprio per estendere la flessibilità del modello senza rinunciare alla sua rappresentazione integrata del sistema energetico.

2.2.2 Dati di input e distribuzioni temporali

Gli input di EnergyPLAN possono essere raggruppati in alcune categorie principali: domande energetiche annuali, capacità installate, efficienze di conversione, disponibilità di combustibili, costi, strategie di regolazione e distribuzioni temporali. Le domande e le produzioni annuali sono spesso inserite come valori complessivi in TWh/anno, mentre i profili orari descrivono la distribuzione relativa di tali quantità nel corso dell'anno. Questa distinzione tra grandezza annuale e distribuzione temporale è essenziale per interpretare correttamente il funzionamento del modello [35], [36].

Le distribuzioni temporali sono generalmente profili normalizzati che EnergyPLAN utilizza per ripartire una quantità annuale su base oraria. Ad esempio, una domanda elettrica annua può essere associata a un profilo orario che descrive il peso relativo di ciascuna ora rispetto al totale. Allo stesso modo, la produzione eolica o fotovoltaica può essere calcolata combinando una capacità installata con una distribuzione oraria della risorsa. In questo modo, il modello può ricostruire il comportamento orario del sistema pur mantenendo una struttura di input relativamente compatta [36].

La Figura 2.3 mostra il principio con cui EnergyPLAN trasforma una grandezza annuale in una serie temporale. La forma del profilo definisce la distribuzione nel tempo, mentre il valore annuale ne stabilisce la scala energetica: la stessa logica viene impiegata nello scambio dati con MATLAB, dove la domanda elettrica modificata viene normalizzata e poi passata nuovamente al modello.

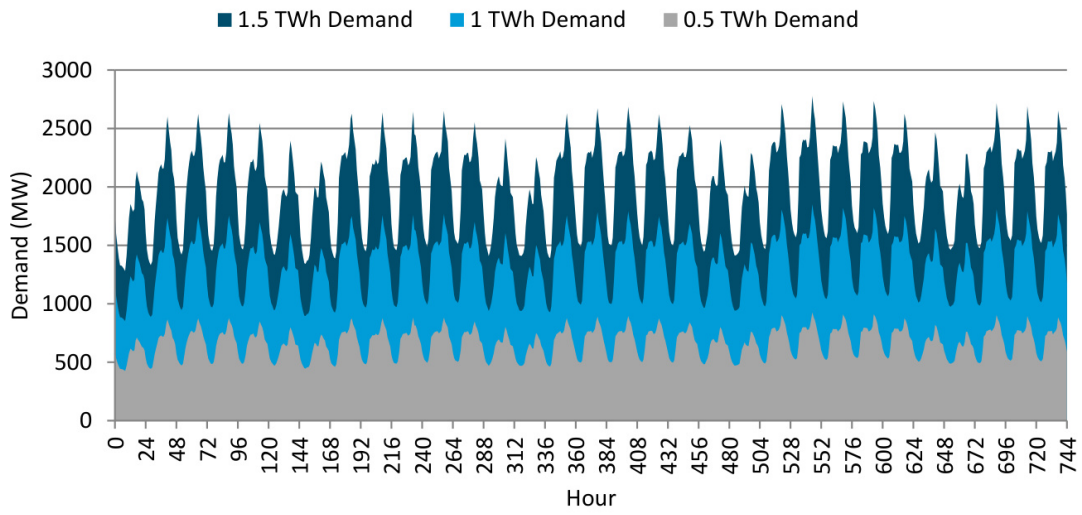


Figura 2.3 - Esempio di distribuzione oraria della domanda elettrica utilizzata e scalata in EnergyPLAN. Fonte: Connolly, Finding and Inputting Data into the EnergyPLAN Tool [36].

Nel caso di scenari energetici nazionali, la qualità dei profili temporali incide in modo significativo sui risultati. Profili di domanda elettrica, produzione fotovoltaica, produzione eolica, disponibilità idroelettrica e fabbisogni termici determinano infatti la sequenza oraria dei surplus e dei deficit. Errori o incoerenze nei profili possono portare a una sovrastima degli eccessi di produzione, a una sottostima del fabbisogno di accumulo o a una rappresentazione non realistica degli scambi con l'estero.

Gli input di capacità ed efficienza definiscono invece i limiti tecnici del sistema. Per ogni tecnologia vengono specificate potenze massime, rendimenti, capacità di accumulo e altri parametri operativi. Nel caso di elettrolizzatori, fuel cell, batterie o sistemi Vehicle-to-Grid, tali parametri sono particolarmente importanti perché determinano quanta energia può essere assorbita, convertita, accumulata o restituita alla rete in ciascuna ora. La modellazione esterna in MATLAB consente di trattare questi vincoli con maggiore flessibilità, mantenendo però la coerenza complessiva con lo scenario EnergyPLAN.

Un ulteriore gruppo di input riguarda i costi e i prezzi. EnergyPLAN consente di includere costi di investimento, costi operativi fissi e variabili, costi dei combustibili, tasse, costi delle emissioni e prezzi dell'elettricità. Tali dati sono essenziali per analisi economiche o socio-economiche, ma nel presente lavoro hanno un ruolo secondario rispetto agli aspetti energetici e operativi. La tesi si concentra infatti sulla metodologia di co-simulazione e sulla validazione del comportamento orario, più che sull'ottimizzazione economica del sistema.

Dal punto di vista informatico, EnergyPLAN utilizza file di input testuali che possono essere modificati automaticamente. Questa caratteristica è fondamentale per la co-simulazione, poiché consente a MATLAB di aggiornare parametri o profili senza intervento manuale dell'utente. Nel caso sviluppato nella tesi, lo script MATLAB modifica la domanda elettrica netta e genera file temporanei o profili aggiornati che vengono passati a EnergyPLAN. La possibilità di automatizzare lettura, scrittura ed esecuzione del modello rappresenta quindi una condizione operativa essenziale per l'accoppiamento tra i due ambienti.

La gestione dei dati richiede tuttavia particolare attenzione. Le unità di misura devono essere coerenti, i profili devono avere la stessa lunghezza temporale, i valori negativi devono essere interpretati correttamente e gli output devono essere associati alla simulazione che li ha generati. In una procedura iterativa su 8784 ore, anche un errore apparentemente

piccolo di indicizzazione o normalizzazione può propagarsi sull'intero anno. Per questo motivo, il codice MATLAB deve svolgere non solo una funzione di calcolo, ma anche una funzione di controllo e validazione dei dati scambiati con EnergyPLAN.

2.2.3 Strategie di regolazione e risultati del modello

EnergyPLAN non si limita a calcolare la produzione annua delle tecnologie installate, ma applica strategie di regolazione per determinare il funzionamento orario del sistema. La documentazione distingue tra strategie di simulazione tecnica e strategie di simulazione economico-di mercato [35]. Nella simulazione tecnica, l'obiettivo è verificare il comportamento fisico ed energetico del sistema secondo priorità operative stabilite. Nella simulazione economica, invece, il funzionamento delle tecnologie è influenzato da prezzi, costi marginali e logiche di mercato.

Le strategie tecniche sono particolarmente rilevanti per scenari di decarbonizzazione, poiché consentono di analizzare come il sistema possa gestire eccessi di produzione rinnovabile, domanda termica, cogenerazione, accumuli e importazioni. Alcune strategie possono privilegiare la riduzione del Critical Excess Electricity Production, altre possono minimizzare il consumo di combustibili o il ricorso a determinate tecnologie. La scelta della strategia influenza quindi i risultati e deve essere coerente con la domanda di ricerca.

Gli output principali di EnergyPLAN includono bilanci energetici annuali, produzioni per tecnologia, consumi di combustibili, emissioni di CO_2, importazioni, esportazioni, eccessi di produzione elettrica, costi e indicatori relativi agli accumuli. Per l'analisi condotta in questa tesi sono particolarmente importanti gli output orari, poiché essi consentono a MATLAB di ricostruire il bilancio elettrico e di decidere il comportamento dei sottosistemi esterni. La disponibilità di dati orari è quindi un requisito fondamentale della metodologia proposta.

La distinzione tra output annuali e output orari è metodologicamente importante. Gli output annuali sono utili per valutare coerenza globale, produzione totale, consumo di combustibili ed emissioni. Gli output orari, invece, permettono di analizzare la dinamica del sistema, individuare le ore critiche, osservare l'evoluzione degli accumuli e verificare l'attivazione di strategie flessibili. Nel presente lavoro, la validazione del modello si basa su entrambi i livelli: i valori annuali consentono di controllare i target dello scenario, mentre i profili orari permettono di verificare la correttezza dell'algoritmo di co-simulazione.

Un aspetto da considerare è che EnergyPLAN, come modello di simulazione aggregato,

applica le proprie logiche interne di bilanciamento. Quando un sottosistema viene modellato esternamente, è quindi necessario evitare doppie contabilizzazioni. Nel caso della tesi, idrogeno e veicoli elettrici sono rimossi o disattivati per quanto possibile dalla rappresentazione interna standard di EnergyPLAN e vengono gestiti mediante MATLAB. I loro effetti vengono reintrodotti nel modello attraverso la domanda elettrica modificata e gli eventuali contributi alla rete.

Questa impostazione richiede una chiara definizione dei confini del modello. EnergyPLAN rappresenta il sistema energetico nazionale e calcola produzione, import/export e bilanci complessivi. MATLAB rappresenta il comportamento orario di idrogeno e veicoli elettrici. L'accoppiamento tra i due ambienti non deve alterare arbitrariamente il significato degli output EnergyPLAN, ma deve tradurre in modo coerente le azioni dei sottosistemi flessibili in modifiche della domanda elettrica o del bilancio di rete. La metodologia sviluppata nei capitoli successivi si basa proprio su questa separazione funzionale.

2.3 MATLAB per la modellazione energetica

MATLAB è un ambiente di programmazione e calcolo numerico ampiamente utilizzato in ambito ingegneristico e scientifico per analisi dati, sviluppo di algoritmi, visualizzazione e modellazione [37], [38]. La sua struttura matriciale, la disponibilità di funzioni per il trattamento di serie temporali e la possibilità di automatizzare procedure di lettura e scrittura di file lo rendono particolarmente adatto alla modellazione energetica personalizzata. Nel contesto della presente tesi, MATLAB non sostituisce EnergyPLAN come modello energetico complessivo, ma svolge il ruolo di ambiente esterno per la gestione di sottosistemi dinamici e flessibili.

L'utilizzo di MATLAB consente innanzitutto di implementare logiche operative che non coincidono necessariamente con le strategie standard disponibili in un software energetico. Ad esempio, è possibile definire priorità orarie, vincoli condizionali, soglie di stato di carica, limiti di potenza, regole di attivazione e algoritmi di look-ahead. Questa flessibilità è essenziale quando si vogliono modellare sistemi come elettrolizzatori, fuel cell, storage di idrogeno, batterie aggregate di veicoli elettrici e strategie Vehicle-to-Grid.

Un secondo vantaggio riguarda la gestione delle serie temporali. Gli scenari energetici ad alta penetrazione rinnovabile richiedono l'elaborazione di vettori orari di domanda, produzione, surplus, deficit, stato di carica e flussi energetici. MATLAB permette di rap-

presentare tali grandezze come array numerici, applicare operazioni vettoriali, generare grafici, calcolare indicatori annuali e verificare vincoli ora per ora. Questa caratteristica è particolarmente utile in una co-simulazione su 8784 ore, nella quale ogni iterazione modifica lo stato del sistema e influenza le decisioni successive.

MATLAB permette inoltre di automatizzare l'interazione con file esterni. Nel caso della tesi, lo script VALIDAZIONE.m legge i dati prodotti da EnergyPLAN, modifica profili di domanda, aggiorna file di input e richiama nuove simulazioni. Questa capacità consente di trasformare una sequenza manuale di operazioni in una procedura ripetibile e controllata. La ripetibilità è un requisito fondamentale in ambito scientifico, poiché permette di verificare risultati, correggere ipotesi e confrontare scenari alternativi.

Dal punto di vista del controllo del modello, MATLAB svolge una funzione di broker logico esterno: legge gli output prodotti da EnergyPLAN, elabora il comportamento dei sottosistemi idrogeno ed EV e può intervenire soltanto riscrivendo nuovi input o nuovi profili da fornire a una successiva esecuzione di EnergyPLAN. MATLAB non modifica direttamente il dispatch interno del software durante una singola simulazione, ma costruisce una sequenza di simulazioni e aggiornamenti dei file di input. In questo senso, il post-processing analizza risultati già prodotti, mentre la co-simulazione modifica gli input della simulazione successiva sulla base di regole calcolate esternamente.

La modellazione dell'idrogeno in MATLAB consente di definire in modo esplicito il funzionamento dell'elettrolizzatore, il riempimento e lo svuotamento dello storage, le richieste di idrogeno per usi industriali o combustibili sintetici e l'eventuale riconversione in elettricità mediante fuel cell. Questa scelta introduce però un tema di priorità rispetto agli accumuli interni a EnergyPLAN: idroelettrico, batterie e altre risorse di flessibilità continuano a essere gestite dal software principale, mentre MATLAB agisce sul profilo elettrico residuo che viene scambiato con EnergyPLAN. La procedura non pretende quindi di ottimizzare congiuntamente tutte le tecnologie di accumulo, ma impone una priorità operativa specifica ai sottosistemi esterni e ne verifica la coerenza sui bilanci finali.

La modellazione dei veicoli elettrici presenta problematiche analoghe. La flotta aggregata può essere rappresentata come una batteria distribuita con vincoli di capacità, potenza, efficienza, domanda di trazione e disponibilità alla connessione. Strategie come dump charging, smart charging e Vehicle-to-Grid modificano il profilo di domanda elettrica in modo dipendente dal surplus o dal deficit della rete. MATLAB consente di implementare

queste strategie in modo esplicito, mantenendo memoria dello stato di carica e verificando eventuali vincoli di mobilità non soddisfatta.
Un ulteriore vantaggio di MATLAB è la possibilità di generare automaticamente grafici e indicatori di controllo. Nel caso della tesi, i grafici relativi a storage di idrogeno, storage EV, import/export, produzione rinnovabile, domanda modificata e contributi dei sottosistemi permettono di verificare visivamente il comportamento del modello. Questi risultati sono fondamentali per il Capitolo 5, nel quale la metodologia viene validata sullo scenario LSS.
L'uso di MATLAB introduce però anche alcune responsabilità metodologiche. Poiché l'algoritmo è costruito dall'utente, è necessario documentare chiaramente ipotesi, variabili, sequenza delle operazioni e criteri di controllo. Inoltre, è necessario garantire coerenza tra le convenzioni di segno utilizzate in MATLAB e quelle presenti negli output EnergyPLAN.
A questi aspetti si aggiunge una limitazione computazionale rilevante: la co-simulazione richiede l'esecuzione ripetuta di EnergyPLAN e, nel caso di un aggiornamento ora per ora su 8784 passi, i tempi di calcolo possono diventare dell'ordine di molte ore o decine di ore. Tale costo computazionale rappresenta un limite pratico della metodologia e deve essere considerato nella valutazione di eventuali analisi di sensitività.
Nel presente lavoro, MATLAB viene quindi impiegato come strumento di modellazione energetica personalizzata e di accoppiamento computazionale. Il suo ruolo è quello di estendere la rappresentazione dello scenario EnergyPLAN, non di sostituirla. Questa impostazione consente di mantenere la robustezza di un modello energetico consolidato e, al tempo stesso, di introdurre una descrizione più dettagliata dei sottosistemi che costituiscono il contributo originale della tesi.

2.4 Co-simulazione di sistemi energetici

La co-simulazione è un approccio nel quale due o più modelli, spesso sviluppati in ambienti differenti, vengono accoppiati per rappresentare il comportamento complessivo di un sistema. Ogni simulatore mantiene la propria struttura interna e risolve il sottoproblema di competenza, mentre lo scambio di dati avviene attraverso un'interfaccia definita. Questo approccio è particolarmente utile quando un unico ambiente di simulazione non è in grado di rappresentare con sufficiente dettaglio tutti i fenomeni rilevanti oppure quando si vuole integrare uno strumento consolidato con un algoritmo sviluppato ad hoc [39].

Nel campo dei sistemi energetici, la co-simulazione assume un ruolo crescente a causa dell'aumento delle interazioni tra reti, mercati, controlli, edifici, trasporti, accumuli e tecnologie Power-to-X. Un modello può essere particolarmente adatto alla descrizione del sistema elettrico, un altro alla simulazione di edifici, un altro ancora alla logica di controllo o alla comunicazione. Accoppiando tali strumenti è possibile studiare il comportamento congiunto del sistema senza dover ricostruire ogni componente nello stesso ambiente software.

La letteratura sulla co-simulazione evidenzia alcuni elementi fondamentali: la definizione dei sottosistemi, la scelta delle variabili scambiate, la sincronizzazione temporale, la gestione delle condizioni iniziali, la stabilità numerica e la validazione dei risultati [39], [40]. Tali aspetti sono rilevanti anche nella presente tesi, sebbene l'accoppiamento MATLAB-EnergyPLAN non utilizzi formalmente lo standard FMI. La logica concettuale è analoga: EnergyPLAN e MATLAB rappresentano due unità di simulazione che scambiano dati a intervalli definiti, mantenendo una separazione tra le rispettive responsabilità.

In una co-simulazione sequenziale, i modelli vengono eseguiti secondo un ordine prestabilito. Un simulatore produce output che vengono utilizzati come input da un altro simulatore; il secondo modello calcola quindi nuove grandezze che possono essere restituite al primo o utilizzate per avanzare la procedura. Questa impostazione è relativamente semplice da implementare e risulta adatta quando l'accoppiamento è debole o quando il problema può essere trattato in modo causale. Nel caso della tesi, il comportamento di idrogeno ed EV viene calcolato da MATLAB sulla base del bilancio orario derivato da EnergyPLAN, e l'effetto viene reintrodotto nel profilo di domanda.

La Figura 2.4 rappresenta il principio generale della co-simulazione: più sottosistemi, anche sviluppati in ambienti software differenti, vengono coordinati mediante uno scambio di variabili. Nel caso della tesi, EnergyPLAN svolge il ruolo di modello di sistema, mentre MATLAB calcola il comportamento orario di idrogeno e veicoli elettrici e restituisce l'effetto netto sulla domanda elettrica.

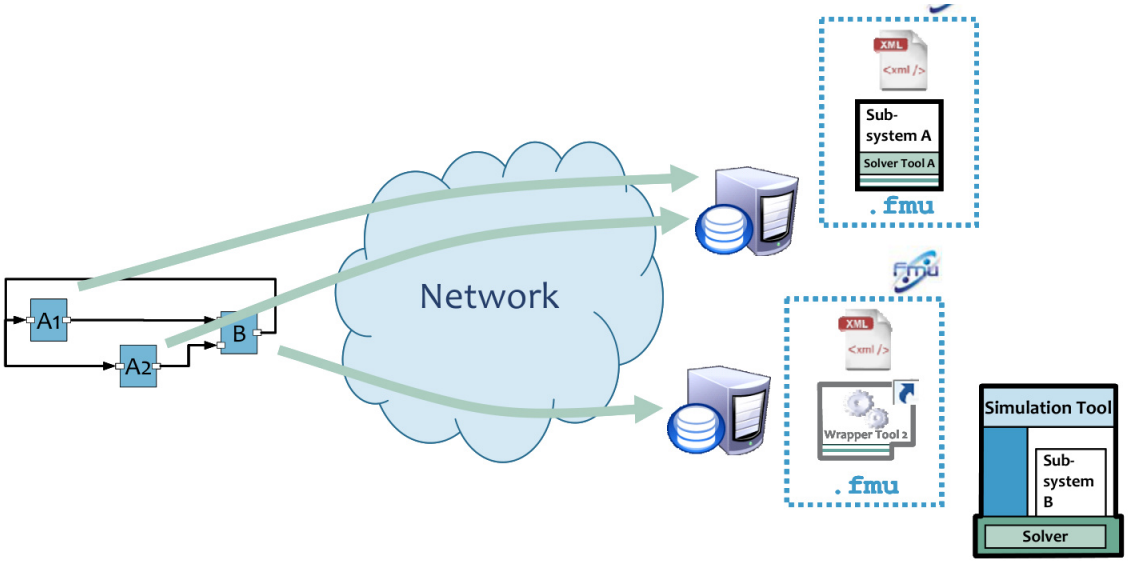


Figura 2.4 - Esempio di distribuzione di sottosistemi in un cluster di co-simulazione secondo l'approccio FMI. Fonte: MODELISAR, Functional Mock-up Interface for Co-Simulation, Version 1.0 [40].

Un aspetto chiave della co-simulazione è la scelta del passo temporale di scambio. Passi molto brevi migliorano la precisione dell'accoppiamento ma aumentano il costo computazionale; passi più lunghi riducono il costo ma possono introdurre errori o ritardi nella risposta dei sottosistemi. Nel presente lavoro il passo naturale è l'ora, coerentemente con la risoluzione temporale di EnergyPLAN e con la rappresentazione dei profili energetici. Ogni ora costituisce quindi un punto di aggiornamento del bilancio e dello stato dei sottosistemi modellati in MATLAB.

La co-simulazione richiede inoltre una chiara convenzione sulle variabili scambiate. Nel caso MATLAB-EnergyPLAN, le grandezze principali sono la domanda elettrica, la produzione rinnovabile, il bilancio netto, i consumi degli elettrolizzatori, le ricariche dei veicoli elettrici, gli eventuali contributi V2G e la produzione elettrica da fuel cell. Queste variabili devono essere tradotte in un unico profilo di domanda elettrica modificata, che costituisce l'interfaccia principale verso EnergyPLAN.

La stabilità della procedura dipende dalla coerenza tra stato interno e output scambiati. Ad esempio, lo storage di idrogeno e lo storage EV sono variabili di stato: il loro valore in una certa ora dipende dalle decisioni prese nelle ore precedenti. Di conseguenza, la procedura non può essere trattata come una semplice correzione indipendente ora per ora, ma deve seguire una sequenza temporale causale. MATLAB è responsabile di mantenere questa memoria dinamica e di aggiornare gli stati nel rispetto dei vincoli di capacità e potenza.

Un altro elemento importante è la validazione. Una co-simulazione può produrre risultati apparentemente plausibili anche in presenza di errori di interfaccia, ad esempio segni invertiti, doppie contabilizzazioni o profili non normalizzati. Per questo motivo, la validazione deve includere controlli sui bilanci energetici, sugli accumuli, sui limiti di potenza, sulle domande non soddisfatte e sulla coerenza tra input e output. Il Capitolo 5 della tesi sarà dedicato proprio all'analisi dei risultati e alla verifica della metodologia sullo scenario LSS.

La co-simulazione può essere classificata anche in base al grado di accoppiamento. In un accoppiamento debole, i modelli si scambiano dati con frequenza limitata e gli errori di interazione sono contenuti. In un accoppiamento forte, invece, le variabili di un sottosistema influenzano immediatamente il comportamento dell'altro, richiedendo eventualmente iterazioni interne o algoritmi di convergenza. La procedura adottata in questa tesi può essere interpretata come una co-simulazione sequenziale a passo orario con accoppiamento debole: MATLAB non forza EnergyPLAN a convergere nello stesso passo di calcolo, ma aggiorna progressivamente gli input sulla base degli output disponibili e delle variabili di stato dei sottosistemi esterni.

È importante sottolineare che la co-simulazione non coincide automaticamente con l'ottimizzazione. L'accoppiamento tra MATLAB ed EnergyPLAN non cerca la combinazione ottimale di capacità o costi, ma applica una metodologia operativa per valutare uno scenario dato. Il valore scientifico del metodo risiede nella capacità di rappresentare esplicitamente interazioni orarie che, se aggregate su base annuale, potrebbero essere nascoste. In questo senso, la co-simulazione è uno strumento di analisi e validazione, non un algoritmo di pianificazione ottima.

2.5 Motivazioni dell'accoppiamento MATLAB-EnergyPLAN

L'accoppiamento MATLAB-EnergyPLAN sviluppato in questa tesi risponde a una motivazione metodologica più specifica rispetto alla sola possibilità di svolgere simulazioni orarie. EnergyPLAN è già in grado di simulare sistemi energetici integrati con risoluzione oraria; MATLAB viene utilizzato perché consente di imporre regole operative esplicite e modificabili per due sottosistemi scelti, idrogeno e mobilità elettrica, mantenendo EnergyPLAN come modello principale del sistema nazionale.

La prima motivazione riguarda la separazione dei domini di responsabilità. Ricostruire in

MATLAB l'intero sistema energetico nazionale richiederebbe la riproduzione delle logiche di EnergyPLAN per elettricità, calore, idroelettrico, accumuli, scambi e combustibili. Viceversa, mantenere in EnergyPLAN tutte le funzioni di idrogeno ed EV limiterebbe la possibilità di controllare in modo trasparente priorità, vincoli e stati interni del modello esterno. La soluzione adottata conserva quindi il sistema nazionale in EnergyPLAN e trasferisce a MATLAB soltanto le componenti oggetto del contributo metodologico.

La seconda motivazione riguarda la personalizzazione delle regole operative. L'idrogeno e i veicoli elettrici sono descritti in EnergyPLAN con funzionalità già orarie, ma lo script MATLAB permette di definire condizioni logiche specifiche: soglie di storage, vincoli di SOC, priorità tra domanda obbligata e produzione flessibile, look-ahead per la ricarica EV, emergency charging e limiti V2G. Queste regole sono documentabili nel codice e possono essere modificate in modo diretto per testare ipotesi alternative.

La terza motivazione riguarda la tracciabilità del codice. Nel Capitolo 4 lo script VALIDAZIONE.m viene richiamato esplicitamente e descritto attraverso i blocchi funzionali rilevanti; il sorgente MATLAB completo, comprensivo delle funzioni locali di supporto, è fornito come allegato digitale in coda alla tesi. Questa scelta rende riproducibile la sequenza delle operazioni e permette di distinguere le assunzioni imposte dall'utente dalle logiche interne del software EnergyPLAN.

La quarta motivazione riguarda la verifica di coerenza della metodologia rispetto allo scenario di riferimento, non la validazione dello scenario 2050 come previsione reale. L'obiettivo è controllare che, applicando le regole MATLAB al caso LSS, i bilanci energetici rimangano interpretabili, le domande obbligate siano soddisfatte per quanto possibile, gli stati degli accumuli rispettino i vincoli e gli effetti elettrici di idrogeno ed EV siano trasferiti a EnergyPLAN senza doppie contabilizzazioni.

La quinta motivazione riguarda la riproducibilità computazionale. EnergyPLAN consente già di modificare parametri e confrontare scenari; l'automatizzazione in MATLAB riduce però il numero di interventi manuali quando la variazione di un parametro richiede la riscrittura coordinata di profili, file di input e output di controllo. Questo aspetto è utile soprattutto in vista di future analisi di sensitività, pur non eliminando il problema dei tempi di simulazione.

L'accoppiamento MATLAB-EnergyPLAN presenta tuttavia anche alcune criticità. La prima è la necessità di evitare doppie contabilizzazioni: se idrogeno ed EV sono modellati

in MATLAB, le funzioni equivalenti non devono essere attive in EnergyPLAN con lo stesso significato. La seconda riguarda la competizione con gli accumuli interni, poiché l'ordine con cui MATLAB ed EnergyPLAN operano può influenzare la priorità tra batterie, idroelettrico, idrogeno e V2G. La terza è il costo computazionale: una simulazione EnergyPLAN isolata richiede pochi minuti, mentre una procedura iterativa su 8784 passi può richiedere tempi molto superiori. La validazione della metodologia consiste quindi nel controllare bilanci, stati finali degli storage, domande non soddisfatte e coerenza degli input riscritti.

Dal punto di vista scientifico, il contributo della tesi consiste nella formalizzazione di un'interfaccia tra un modello energetico consolidato e un algoritmo esterno. Tale interfaccia definisce quali dati vengono letti da EnergyPLAN, quali decisioni sono assunte da MATLAB, come queste decisioni modificano la domanda elettrica netta e quali controlli devono essere effettuati per valutare la coerenza dei risultati. Nei capitoli successivi questa impostazione verrà descritta attraverso la sequenza delle 8784 iterazioni, le variabili utilizzate e i risultati ottenuti sul caso LSS.

In sintesi, EnergyPLAN fornisce la rappresentazione del sistema energetico nazionale, MATLAB fornisce la flessibilità necessaria per modellare sottosistemi dinamici, e la co-simulazione permette di analizzare l'interazione tra i due livelli. Questa scelta è coerente con la crescente complessità degli scenari energetici decarbonizzati, nei quali produzione rinnovabile, accumuli, idrogeno, mobilità elettrica e domanda flessibile devono essere considerati in modo integrato e con adeguata risoluzione temporale.

3. Scenari energetici italiani di riferimento

La metodologia di co-simulazione sviluppata nella presente tesi viene verificata su due casi di studio italiani con caratteristiche volutamente differenti. Lo scenario LSS al 2050 costituisce il riferimento principale, perché presenta un'elevata penetrazione di fonti rinnovabili, una forte elettrificazione dei consumi e un ruolo strutturale di idrogeno, Power-to-X e mobilità elettrica. A esso è affiancato uno scenario al 2030, utilizzato come secondo caso di validazione per verificare l'adattabilità dell'interfaccia a una configurazione di medio periodo con capacità e fabbisogni molto più contenuti. La funzione dei due scenari è quindi metodologica: non si intende stabilire quale rappresenti una previsione più probabile, ma controllare il comportamento della co-simulazione in condizioni energetiche differenti.

La distinzione tra scenario e previsione è essenziale. Gli scenari energetici di lungo periodo sono strumenti di analisi che permettono di esplorare configurazioni tecnologiche coerenti con determinati obiettivi ambientali, economici e di sicurezza energetica. Essi dipendono da ipotesi relative a costi tecnologici, disponibilità di risorse, sviluppo delle reti, politiche pubbliche, evoluzione della domanda e comportamento degli utenti. I documenti di scenario prodotti da Terna e Snam sottolineano infatti che la traiettoria verso la neutralità climatica può essere raggiunta attraverso combinazioni differenti di elettrificazione, gas rinnovabili, idrogeno, bioenergie, accumuli e flessibilità della domanda [19].

Nel presente capitolo gli scenari sono descritti secondo una logica funzionale alla successiva metodologia di co-simulazione. Le Sezioni 3.1–3.7 riguardano il caso LSS al 2050, che resta il riferimento principale per la descrizione dettagliata di domanda, generazione, accumuli, idrogeno e mobilità elettrica. La Sezione 3.8 presenta invece separatamente il caso 2030, specificandone origine, datazione e principali assunzioni, così da distinguere le scelte ereditate dallo scenario sorgente dalle decisioni introdotte nel presente lavoro.

La Figura 3.1 mostra come uno scenario nazionale di decarbonizzazione possa essere costruito combinando ipotesi settoriali sui trasporti, sull'industria e sulla flessibilità della domanda con un modello energetico integrato. Sebbene la presente tesi non riproduca il processo di ottimizzazione delle capacità rinnovabili, l'impostazione è coerente con la logica degli studi recenti sul sistema italiano: lo scenario energetico viene assunto come configurazione di sistema e successivamente analizzato attraverso strumenti in grado di

descriverne il funzionamento orario [41].

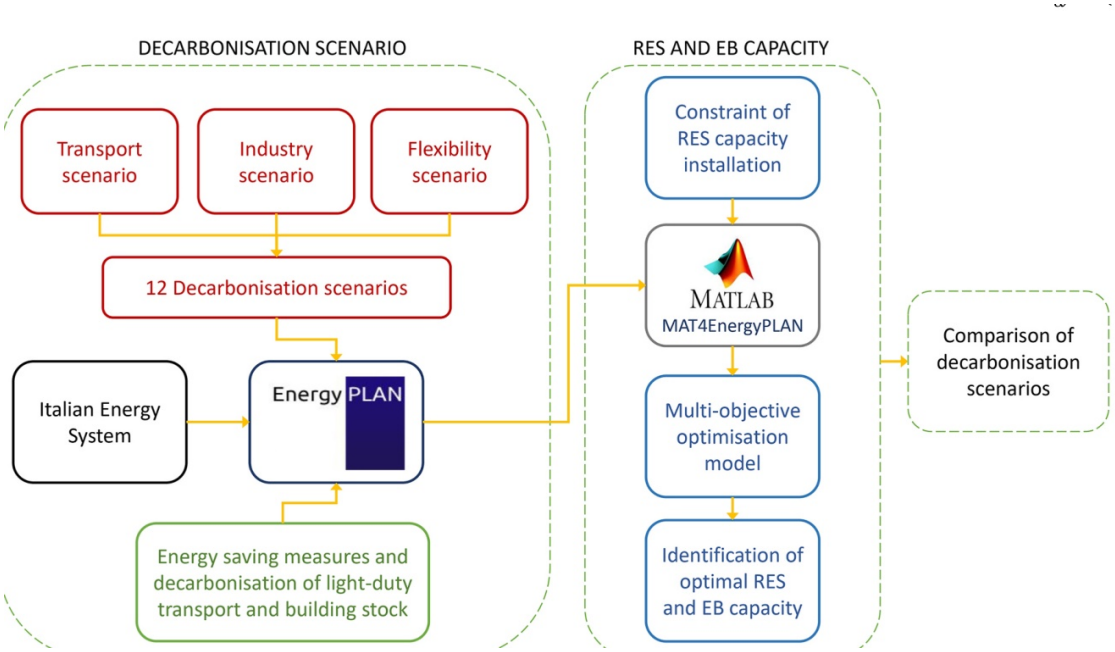


Figura 3.1 - Schema metodologico per la costruzione e il confronto di scenari energetici italiani di decarbonizzazione. Fonte: Pastore e de Santoli, 2025 [41].

3.1 Descrizione dello scenario di riferimento

Il caso di studio è rappresentato dal file LSS.txt, dove l'acronimo LSS viene utilizzato per indicare il Long-term Sustainable Scenario assunto come configurazione di riferimento al 2050. Il file è configurato per EnergyPLAN versione 17.0 e utilizza TWh/anno come unità energetica, MW come unità di capacità ed euro come unità monetaria. La domanda elettrica iniziale è pari a 287,56 TWh/anno, prima dell'introduzione dei contributi esterni associati al settore dell'idrogeno e ai veicoli elettrici. Il sistema di produzione rinnovabile variabile comprende 115 GW di eolico onshore, 55 GW di eolico offshore e 235 GW di fotovoltaico. Tali potenze derivano dalla logica dello scenario di decarbonizzazione, nel quale l'elettrificazione degli usi finali e la produzione di vettori sintetici richiedono una capacità rinnovabile molto superiore a quella attuale [41], [42].

La presenza di capacità rinnovabile molto elevata è coerente con le traiettorie di decarbonizzazione profonda del sistema energetico italiano. Il problema non è la quantità di energia in senso assoluto, ma la compatibilità temporale tra produzione e domanda: una capacità rinnovabile elevata può generare surplus in alcune ore e deficit in altre, soprattutto se fotovoltaico ed eolico non coincidono con i profili di consumo. Lo scenario LSS permette quindi di analizzare non solo il bilancio annuale, ma anche la capacità del sistema

di utilizzare accumuli, Power-to-X e domanda flessibile per ridurre sprechi, importazioni e carichi non soddisfatti.

L'orizzonte temporale della simulazione utilizzata nel caso di studio è pari a 8784 ore, corrispondenti a un anno bisestile. Non si tratta di un vincolo generale dello script, che può essere adattato a simulazioni di lunghezza diversa se tutti i profili vengono aggiornati coerentemente. In questa applicazione, tuttavia, tutti i vettori temporali di EnergyPLAN e MATLAB devono avere la stessa lunghezza, in modo che domanda elettrica, produzione rinnovabile, domanda di trasporto, stato degli accumuli e scambi tra i due ambienti siano allineati.

La Tabella 3.1 sintetizza alcune grandezze principali del caso di studio. I valori sono riportati nelle unità con cui vengono discussi nella tesi, coerentemente con le convenzioni utilizzate da EnergyPLAN e dallo script MATLAB. Le grandezze riportate non esauriscono l'intero file LSS, ma rappresentano gli elementi più rilevanti per la costruzione del bilancio elettrico e per la successiva interfaccia con MATLAB.

Tabella 3.1 - Parametri principali del file LSS utilizzati per la descrizione dello scenario. Fonte: elaborazione propria su file LSS.txt.

Grandezza	**Valore**	**Unità**	**Ruolo nello scenario**
Domanda elettrica base	287,56	TWh/anno	Carico elettrico iniziale EnergyPLAN
Eolico onshore	115.000	MW	Fonte rinnovabile variabile
Eolico offshore	55.000	MW	Fonte rinnovabile variabile
Fotovoltaico	235.000	MW	Fonte rinnovabile variabile
Teleriscaldamento - gruppo 2 EnergyPLAN	126,7	TWh/anno	Domanda termica di una delle aree di teleriscaldamento del modello, gestita con tecnologie dedicate
Solare termico gruppo 2	16	TWh/anno	Produzione termica rinnovabile

Grandezza	Valore	Unità	Ruolo nello scenario
Domanda trasporti EnergyPLAN	62,4	TWh/anno	Domanda di trasporto non inclusa nella flotta EV modellata esternamente
Produzione idroelettrica potenziale	62,45	TWh/anno	Risorsa idrica annuale
Capacità idroelettrica	19.200	MW	Capacità idroelettrica complessiva, comprensiva di impianti con diverso grado di programmabilità
Capacità pompaggio idroelettrico	17.000	MW	Accumulo interno EnergyPLAN

3.2 Domanda energetica

La domanda energetica dello scenario comprende diversi vettori e settori. Il valore più rilevante per la co-simulazione è la domanda elettrica di base, pari a 287,56 TWh/anno. Essa rappresenta il carico iniziale che EnergyPLAN associa al profilo temporale di domanda elettrica definito nel file di distribuzione. Durante la co-simulazione questo valore non rimane invariato, poiché MATLAB costruisce una domanda elettrica netta modificata includendo gli effetti dell'elettrolizzatore, delle ricariche dei veicoli elettrici, della fuel cell e del Vehicle-to-Grid.

È quindi necessario distinguere tra domanda elettrica di scenario e domanda elettrica di interfaccia. La prima è definita nel file LSS e descrive il carico iniziale utilizzato da EnergyPLAN. La seconda è generata da MATLAB dopo avere calcolato, per ciascuna ora, gli effetti elettrici dei sottosistemi esterni. In termini operativi, MATLAB non ricalcola "l'ora precedente" di EnergyPLAN durante la stessa esecuzione, ma costruisce un nuovo profilo annuale di domanda netta che viene fornito a una nuova simulazione del modello principale.

Nel sistema termico, il file LSS assegna al gruppo di teleriscaldamento 2 una domanda

pari a 126,7 TWh/anno. A questa domanda sono associati 16 TWh/anno di solare termico e la possibilità di utilizzare calore proveniente da altre tecnologie interne a EnergyPLAN. Il gruppo 2 rappresenta una delle aree di teleriscaldamento previste dal modello e consente di associare alla stessa domanda termica un insieme specifico di tecnologie. È presente anche un accumulo termico pari a 500 GWh: tale capacità può contribuire allo spostamento giornaliero o settimanale della produzione di calore, ma non deve essere interpretata come un accumulo stagionale sufficiente ad annullare eventuali discrepanze tra produzione estiva e domanda invernale.

Nel riscaldamento individuale, il file prevede un ruolo significativo delle pompe di calore, con una domanda di calore pari a 169 TWh e un coefficiente di prestazione pari a 3,3. Tale configurazione riflette il processo di elettrificazione del settore civile, coerente con le strategie di decarbonizzazione basate sulla sostituzione dei combustibili fossili negli usi termici. Le pompe di calore individuali restano tuttavia interne a EnergyPLAN e non sono replicate nello script MATLAB.

La domanda di raffrescamento utile associata ai dispositivi elettrici è pari a 16,3 TWh/anno, con efficienza assunta pari a 3. Il corrispondente assorbimento elettrico risulta quindi inferiore alla domanda di freddo utile e dipende dal rendimento del sistema di raffrescamento. Anche questo contributo rimane nel dominio EnergyPLAN e non viene modificato dallo script MATLAB.

Per il settore dei trasporti il file LSS riporta una domanda pari a 62,4 TWh/anno. Tale voce rappresenta una domanda residua di trasporto mantenuta interna a EnergyPLAN e non coincide con la domanda elettrica della flotta EV modellata in MATLAB. La separazione è necessaria perché il caso studio conserva una quota di trasporti non descritta attraverso la batteria aggregata EV, mentre lo script esterno introduce separatamente una domanda EV annua pari a 41,6 TWh/anno. Questa ripartizione è assunta dallo scenario di riferimento e non viene ottimizzata nella tesi.

Infine, la domanda di idrogeno industriale e la domanda di idrogeno per combustibili sintetici non sono trattate come consumi interni EnergyPLAN nel caso di co-simulazione. Lo script MATLAB definisce una domanda industriale pari a 16,7 TWh_H_2/anno, equivalente a circa 5,6 miliardi di Nm3 di idrogeno assumendo un contenuto energetico inferiore di circa 3 kWh/Nm3. Ulteriori fabbisogni di idrogeno derivano dalla produzione di synthetic methane e liquid fuels. Questa impostazione permette di descrivere esplicitamente il

bilancio orario dello storage di idrogeno, pur introducendo una semplificazione sui profili temporali della domanda.

Come riportato in Tabella 3.2, le domande più rilevanti per l'interfaccia di co-simulazione sono quelle che vengono aggiunte o trattate esternamente rispetto allo scenario EnergyPLAN di base.

Tabella 3.2 - Domande energetiche trattate esternamente o richiamate per l'interfaccia di co-simulazione. Fonte: elaborazione propria su LSS.txt e VALIDAZIONE.m.

Settore/domanda	Valore nello scenario o nello script	Dominio di modellazione
Trasporti residui	62,4 TWh/anno	EnergyPLAN
Domanda EV esterna	41,6 TWh/anno	MATLAB
Domanda H_2 industria	16,7 TWh_H_2/anno	MATLAB
Synthetic methane target	60 TWh_fuel/anno	MATLAB
Liquid fuel target	183,5 TWh_fuel/anno	MATLAB

3.3 Sistema di produzione elettrica

Il sistema di produzione elettrica del caso LSS è caratterizzato da un'elevata capacità installata da fonti rinnovabili variabili. La somma delle capacità eolica onshore, eolica offshore e fotovoltaica raggiunge 405 GW. Tale valore non corrisponde alla potenza istantanea disponibile, poiché la produzione dipende dai profili temporali associati alle risorse meteorologiche. L'elevata capacità installata ha però implicazioni rilevanti sul funzionamento del sistema: in alcune ore può generare surplus significativi, mentre in altre ore la produzione rinnovabile può risultare insufficiente e richiedere risorse di bilanciamento.

EnergyPLAN legge i profili di produzione rinnovabile da file di distribuzione oraria. Nel caso di studio, i nomi associati alle principali risorse sono Wind, Offshore Wind e Photo-Voltaic. Lo script MATLAB, dopo la simulazione iniziale, estrae dalla matrice oraria le colonne associate a eolico, offshore e fotovoltaico e costruisce la variabile Total_Production come somma di queste tre grandezze. Questa scelta concentra l'attenzione sulle fonti rinnovabili variabili che determinano direttamente il surplus o il deficit considerato dal broker.

Il sistema comprende anche produzione idroelettrica, generazione termoelettrica programmabile, pompe e turbine per accumulo, oltre ad altre tecnologie interne a EnergyPLAN.

Tuttavia, nel bilancio locale utilizzato dal modello MATLAB vengono considerate esplicitamente le tre fonti variabili principali. Ciò non significa che le altre tecnologie siano assenti dal sistema complessivo; esse continuano a essere simulate da EnergyPLAN e possono influenzare gli output annuali e orari del modello.

Dal punto di vista metodologico, questa scelta permette di descrivere l'interazione tra produzione rinnovabile variabile e sottosistemi flessibili, ma richiede una precisazione. Se non è disponibile surplus, la domanda di trazione EV deve comunque essere soddisfatta attraverso ricarica da rete, mentre la produzione di idrogeno può richiedere energia aggiuntiva per rispettare i fabbisogni obbligati. Per questo motivo, nel modello MATLAB sono previste logiche di ricarica di sicurezza e produzione obbligata che possono aumentare la domanda netta trasferita a EnergyPLAN.

La letteratura sugli scenari italiani al 2050 evidenzia che un sistema quasi completamente rinnovabile richiede l'integrazione coordinata di capacità eolica, fotovoltaica, accumuli, Power-to-X e domanda flessibile. Pastore e de Santoli mostrano che in configurazioni fortemente decarbonizzate una quota molto elevata della produzione può provenire da fotovoltaico ed eolico, ma che l'effettiva operabilità del sistema dipende dalla presenza di strategie di flessibilità e dall'integrazione dei settori hard-to-abate [41].

3.3.1 Produzione da fonti rinnovabili

La produzione da fonti rinnovabili variabili costituisce l'elemento dominante dello scenario. La capacità fotovoltaica è pari a 235 GW, mentre la capacità eolica complessiva è pari a 170 GW, ripartita tra 115 GW onshore e 55 GW offshore. La prevalenza del fotovoltaico riflette il potenziale elevato della tecnologia nei sistemi mediterranei, mentre l'eolico offshore consente di diversificare parzialmente il profilo di generazione rispetto alla sola produzione solare.

La complementarità tra fotovoltaico ed eolico è un aspetto essenziale. Il fotovoltaico presenta una produzione concentrata nelle ore diurne e una stagionalità marcata; l'eolico può avere una distribuzione differente, spesso più favorevole nei mesi invernali e nelle ore notturne, ma resta non programmabile e più incerto nelle previsioni di lungo periodo. La combinazione delle due fonti riduce il rischio associato a una sola risorsa, ma non elimina la necessità di accumuli e flessibilità.

Nel file LSS, la produzione fotovoltaica è associata al file IT PV 2017 Terna.txt, mentre l'eolico utilizza i profili DK offshorewind 2013.txt e IT Wind 2017 Terna.txt. L'uso di

profili storici o rappresentativi è una semplificazione comune negli studi di scenario, ma implica l'assunzione che la forma temporale della risorsa resti adeguata anche al 2050. Il cambiamento climatico potrebbe modificare producibilità, stagionalità e correlazione spaziale delle risorse rinnovabili; tale effetto non viene modellato esplicitamente nella presente tesi e costituisce un limite dello scenario.

L'elevata capacità installata genera una quantità potenziale di energia rinnovabile superiore alla domanda elettrica di base in diverse ore dell'anno. In EnergyPLAN l'eccesso può comparire come esportazione o come Critical Excess Electricity Production (CEEP). Il curtailment indica in generale la mancata produzione o l'energia rinnovabile tagliata per vincoli tecnici o di mercato; il CEEP rappresenta invece un indicatore modellistico dell'eccesso critico di produzione che non può essere assorbito dal sistema simulato. La distinzione è importante perché nella co-simulazione MATLAB cerca di ridurre parte dell'eccesso utilizzandolo per elettrolisi e ricariche flessibili.

La produzione rinnovabile non viene ricalcolata da MATLAB a partire da dati meteorologici. Lo script utilizza le serie già restituite da EnergyPLAN. Ciò garantisce coerenza con il modello principale e permette al broker di concentrarsi sulle decisioni relative ai sottosistemi esterni. Questa impostazione riduce il rischio di incoerenze tra il modello nazionale e il modello MATLAB, purché le colonne orarie siano interpretate correttamente.

3.3.2 Produzione termoelettrica e idroelettrica

Accanto alle fonti rinnovabili variabili, lo scenario mantiene capacità programmabili e risorse idroelettriche. La capacità termoelettrica principale è pari a 80 GW, con rendimento elettrico pari a 0,45. Nel file LSS il combustibile associato alla produzione termoelettrica principale è impostato su biomassa; tale rendimento deve quindi essere interpretato come valore aggregato di scenario e non come prestazione di un singolo impianto a biomassa tradizionale. In assenza di un dettaglio impiantistico più fine, questa assunzione rappresenta una semplificazione da verificare in eventuali analisi di sensitività.

La produzione idroelettrica rappresenta una risorsa rinnovabile parzialmente programmabile. Il file LSS definisce una capacità idroelettrica pari a 19,2 GW, una fornitura idrica annuale pari a 62,45 TWh e uno storage idroelettrico pari a 3000 GWh. Sono inoltre presenti una capacità di pompaggio pari a 17 GW e un'efficienza di pompaggio pari a 0,9. Questi parametri indicano che il sistema idroelettrico non svolge soltanto una funzione di produzione, ma anche una funzione di accumulo e regolazione.

L’idroelettrico assume un ruolo particolare negli scenari ad alta penetrazione rinnovabile, perché può contribuire alla copertura delle ore di deficit e alla gestione degli squilibri stagionali. Tuttavia, il suo comportamento è vincolato dalla disponibilità d’acqua, dalla capacità degli invasi, dai limiti di pompaggio e dalle strategie interne di regolazione. Nel caso LSS, lo storage idroelettrico viene lasciato alla gestione di EnergyPLAN e non viene replicato nello script MATLAB.

La distinzione tra storage idroelettrico interno a EnergyPLAN e storage di idrogeno modellato in MATLAB è importante. Il primo è parte del sistema elettrico nazionale simulato dal software e può essere influenzato dalle strategie di regolazione interne. Il secondo è una variabile di stato esplicita dello script e viene aggiornato ora per ora in base a produzione, consumo, fuel cell e fabbisogni obbligatori. Questa differenza sarà centrale nell’analisi dei risultati, soprattutto quando si confronteranno gli stati finali degli accumuli.

La presenza simultanea di produzione termoelettrica, idroelettrico, pompaggio, batterie e idrogeno rende il sistema LSS un caso adatto alla validazione. Il modello non è un semplice sistema rinnovabile isolato, ma una configurazione multi-tecnologica in cui EnergyPLAN può attivare risorse interne mentre MATLAB modifica il profilo di carico elettrico. La validazione deve pertanto interpretare i risultati come esito dell’interazione tra due livelli di simulazione.

3.4 Sistema termico e tecnologie di accumulo

Il sistema termico dello scenario è rappresentato principalmente attraverso il teleriscaldamento, le pompe di calore e gli accumuli termici interni a EnergyPLAN. Il gruppo di teleriscaldamento 2 presenta una domanda annua pari a 126,7 TWh e una capacità di pompe di calore elettriche pari a 25 GW, con COP pari a 3,8. Il gruppo include inoltre 16 TWh/anno di solare termico e una capacità di boiler termici pari a 45 GW. Queste tecnologie consentono a EnergyPLAN di gestire l’interazione tra domanda termica, energia elettrica e produzione rinnovabile.

Nel settore individuale, il calore fornito da pompe di calore è pari a 169 TWh, con COP pari a 3,3. Tale valore rappresenta l’intera domanda di calore individuale definita nel file e corrisponde a circa il 57% della somma tra calore individuale e domanda del gruppo di teleriscaldamento 2 considerati nello scenario. Le pompe di calore rappresentano quindi una forma rilevante di sector coupling termico interno a EnergyPLAN, coerente con le

strategie di decarbonizzazione del settore civile [8], [41].

Gli accumuli termici consentono di spostare nel tempo la produzione di calore rispetto al momento di utilizzo fissato dalla domanda. Nel file LSS è presente una capacità di accumulo per il gruppo 2 pari a 500 GWh. Tale valore è modesto rispetto alla domanda termica annuale, ma può contribuire alla gestione di variazioni giornaliere o settimanali. EnergyPLAN include tali accumuli all'interno delle proprie strategie operative, mentre MATLAB non interviene direttamente sul loro stato di carica.

Oltre agli accumuli termici, lo scenario include accumuli elettrici e idroelettrici. Lo storage elettrico interno, interpretabile come accumulo elettrochimico aggregato, presenta una capacità di circa 550 GWh, una potenza massima di carica pari a 90 GW e una potenza massima di scarica pari a 90 GW, con efficienze pari a 0,925. Sono inoltre presenti parametri relativi allo storage idroelettrico, al pompaggio e ad altri accumuli interni. Questa varietà di risorse conferma che la flessibilità dello scenario non dipende da una sola tecnologia.

3.5 Settore dell'idrogeno e produzione di combustibili sintetici

Il settore dell'idrogeno costituisce uno degli elementi centrali della tesi. Negli scenari energetici decarbonizzati, l'idrogeno può svolgere diverse funzioni: assorbire surplus di produzione rinnovabile, fornire un vettore energetico accumulabile, alimentare usi industriali difficili da elettrificare e contribuire alla produzione di combustibili sintetici. La letteratura evidenzia che il ruolo dell'idrogeno dipende fortemente dal livello di domanda, dalla disponibilità di elettricità rinnovabile a basso costo, dalla capacità degli elettrolizzatori e dalla presenza di infrastrutture di stoccaggio [26], [27].

Nel caso di studio, la parte principale del settore idrogeno viene modellata in MATLAB attraverso grandezze aggregate. Nella configurazione di validazione definitiva la capacità elettrica aggregata degli elettrolizzatori è pari a 144,348 GW_el, con efficienza elettricità-idrogeno pari all'83,5%. Lo storage di idrogeno ha capacità pari a 3.705 GWh_H_2. Per entrambe le nuove run di validazione lo stato iniziale dello storage H_2 è posto a 0%, scelta adottata per evitare di rendere disponibile al 1° gennaio una riserva energetica non prodotta durante l'anno simulato e per rendere più trasparente la lettura del comportamento stagionale. La fuel cell è disattivata nei casi analizzati, per cui l'idrogeno non viene riconvertito in elettricità. Questi valori rappresentano parametri aggregati di scenario e non il

dimensionamento di un singolo impianto.

La domanda di idrogeno industriale è pari a 16,7 TWh_H_2/anno ed è assunta dallo scenario di riferimento. Nello script essa viene trasformata in un valore orario costante dividendo per 8784 ore. Tale scelta non deriva dalla superiorità di un profilo costante rispetto a un profilo reale, ma dalla mancanza di dati orari specifici sugli usi industriali futuri dell'idrogeno. Essa costituisce quindi una semplificazione: consente di mantenere un fabbisogno obbligato continuo, ma non rappresenta eventuali fermate, stagionalità o variazioni operative dei processi industriali.

Oltre alla domanda industriale, lo script considera la produzione di due combustibili sintetici: synthetic methane e liquid fuels. Il synthetic methane rappresenta metano sintetico ottenibile attraverso processi Power-to-Gas, potenzialmente destinato a usi finali compatibili con infrastrutture gas o a settori difficili da elettrificare. I liquid fuels rappresentano combustibili liquidi sintetici o idrogenati, rilevanti soprattutto per applicazioni come aviazione, navigazione e trasporti pesanti, dove l'elettrificazione diretta risulta più complessa. Il target annuo di synthetic methane è pari a 60 TWh_fuel/anno, mentre il target annuo di liquid fuels è arrotondato a 183,5 TWh_fuel/anno. Per ciascun combustibile vengono definiti rendimento di conversione e quota di idrogeno nel processo: la metanazione è rappresentata con rendimento pari a 0,83 e quota H_2 pari a 0,50, mentre il liquid fuel idrogenato utilizza rendimento pari a 0,60 e quota H_2 pari a 0,38. Questi valori derivano dalla parametrizzazione dello scenario e devono essere interpretati come assunzioni aggregate, non come descrizione dettagliata di un singolo processo industriale.

La produzione di combustibili sintetici è rilevante perché permette di collegare il sistema elettrico rinnovabile con settori nei quali l'elettrificazione diretta risulta complessa. Gli elettrofuels possono avere un ruolo nei trasporti pesanti, nell'aviazione, nella navigazione e in alcuni usi industriali, anche se la letteratura ne evidenzia la penalizzazione energetica dovuta alle perdite di conversione [41], [42]. Per questo motivo il loro impiego deve essere interpretato come opzione per i settori hard-to-abate più che come sostituzione generalizzata dell'elettrificazione diretta.

Nel file LSS le tecnologie interne di produzione di idrogeno, synthetic methane e liquid fuel sono sostanzialmente disattivate o poste a valori nulli per le grandezze considerate nella co-simulazione. Questa scelta è intenzionale: la produzione e l'uso dell'idrogeno vengono trasferiti a MATLAB per consentire una gestione esplicita dello storage, delle priori-

tà di domanda, dell'elettrolisi obbligatoria, dell'elettrolisi flessibile e della riconversione mediante fuel cell.

Come riportato in Tabella 3.3, il modello MATLAB dell'idrogeno e dei combustibili sintetici è definito da grandezze annuali, efficienze di conversione e capacità di accumulo.

Tabella 3.3 - Parametri principali del modello idrogeno e combustibili sintetici implementato in MATLAB. Fonte: elaborazione propria su VALIDAZIONE.m.

Parametro MATLAB	**Valore**	**Unità**	**Interpretazione**
Capacità elettrolizzatore	144.348	MW_el	Parco aggregato di elettrolizzatori equivalente nella configurazione di validazione 2050
Efficienza elettrolizzatore	0,835	-	Assunzione prospettica di conversione elettricità-idrogeno
Capacità storage H_2	3.705.000	MWh_H_2	Accumulo chimico esplicito
SOC iniziale H_2	0	%	Condizione iniziale adottata nelle run definitive
Capacità fuel cell	0	MW_el	Riconversione H_2-elettricità disattivata nei casi analizzati
Efficienza fuel cell	0	-	Fuel cell non attiva
Domanda H_2 industria	16,7	TWh_H_2/anno	Carico obbligatorio esterno
Synthetic methane	60	TWh_fuel/anno	Target aggregato per metano sintetico
Liquid fuel	183,52	TWh_fuel/anno	Target aggregato per combustibili liquidi sintetici/idrogenati

3.6 Mobilità elettrica

La mobilità elettrica rappresenta il secondo sottosistema modellato esternamente in MATLAB. Negli scenari energetici di lungo periodo, la progressiva elettrificazione del settore dei trasporti assume una duplice funzione: da un lato consente di ridurre il consumo di combustibili fossili e le emissioni locali associate alla mobilità stradale; dall'altro introduce nel sistema elettrico un nuovo carico potenzialmente flessibile. Tale flessibilità diventa particolarmente rilevante in presenza di elevate quote di produzione rinnovabile variabile, poiché la ricarica dei veicoli può essere modulata temporalmente in modo da assorbire surplus di produzione o ridurre il carico nelle ore più critiche per la rete [28].

Secondo IRENA, i veicoli elettrici costituiscono una risorsa peculiare per il sistema elettrico perché non sono stati progettati primariamente come tecnologia di accumulo, ma come mezzi di trasporto. Tuttavia, poiché le automobili rimangono parcheggiate per una quota molto elevata del proprio tempo di vita, la loro batteria può teoricamente diventare una risorsa distribuita connessa alla rete [28]. Questo potenziale non deve però essere sovrastimato: solo i veicoli effettivamente collegati a una infrastruttura di ricarica e disponibili alla modulazione possono fornire flessibilità. La letteratura più recente conferma che smart charging e Vehicle-to-Grid possono ridurre i picchi e supportare la rete, ma sottolinea anche che l'efficacia dipende da infrastrutture, standardizzazione, interoperabilità e comportamento degli utenti [43].

Nel caso di studio analizzato nella presente tesi, la mobilità elettrica viene rappresentata mediante un approccio aggregato. La domanda annua associata ai veicoli elettrici è pari a 41,6 TWh_el/anno e viene distribuita temporalmente attraverso il profilo orario IT Transport demand.txt. Lo script MATLAB normalizza tale profilo in modo che la somma annuale sia pari all'unità e lo moltiplica successivamente per la domanda annua di trazione. In questo modo si ottiene una serie oraria della domanda di mobilità elettrica coerente con il vincolo energetico annuale dello scenario.

La flotta di veicoli elettrici è modellata come una batteria aggregata con capacità pari a 643 GWh. Questo valore non deve essere interpretato come una batteria stazionaria interamente controllabile, ma come capacità equivalente della flotta: assumendo, a solo scopo indicativo, una capacità media di 60 kWh per veicolo, esso corrisponderebbe a circa 10,7 milioni di veicoli elettrici. Lo stato iniziale di carica è posto al 50%, la riserva minima al 20% e il livello obiettivo per la strategia di smart charging al 75%. La potenza massima

aggregata di ricarica è pari a 168 GW e rappresenta un limite tecnico teorico dello scenario; per evitare di assumere che tutti i veicoli siano sempre disponibili, lo script considera connesso alla rete soltanto il 70% della flotta. Inoltre, la quota massima utilizzabile per il Vehicle-to-Grid è pari al 20% della capacità disponibile, mentre l'efficienza dell'inverter nella fase di restituzione alla rete è pari a 0,90.

La scelta di una rappresentazione aggregata è coerente con l'obiettivo della tesi. Il modello non intende simulare nel dettaglio le decisioni dei singoli utenti, la localizzazione delle infrastrutture di ricarica o la distribuzione spaziale dei punti di connessione. L'obiettivo è invece analizzare come diverse strategie di gestione della ricarica modifichino il profilo di domanda elettrica nazionale e, di conseguenza, l'interazione tra sistema elettrico, produzione rinnovabile variabile e accumuli. In questo senso, la flotta EV viene interpretata come un unico accumulo distribuito equivalente, soggetto a vincoli di energia, potenza, disponibilità e stato di carica.

Lo script implementa tre modalità principali di gestione della mobilità elettrica: dump charging, smart charging e Vehicle-to-Grid. Nel codice, il termine dump charging è utilizzato per indicare la ricarica opportunistica effettuata quando è disponibile energia in eccesso. Tale meccanismo non sostituisce la necessità di soddisfare la domanda di mobilità: se il surplus rinnovabile non è sufficiente, il modello deve comunque ricorrere a ricariche di sicurezza o smart charging che aumentano la domanda netta verso EnergyPLAN. In questo modo si evita l'errore di rappresentare la ricarica non controllata come dipendente esclusivamente dal surplus rinnovabile.

Lo smart charging introduce una logica di controllo più avanzata rispetto alla ricarica opportunistica. Secondo IRENA, la ricarica intelligente consiste nell'adattare il ciclo di ricarica dei veicoli elettrici sia alle condizioni del sistema elettrico sia alle esigenze di mobilità degli utenti [28]. Nel modello MATLAB questo principio viene tradotto attraverso un controllo con orizzonte di previsione pari a 24 ore: lo script verifica la domanda di trazione prevista e cerca di programmare la ricarica nelle ore più favorevoli, privilegiando l'assorbimento di eccessi rinnovabili. Se tale energia non è sufficiente a garantire il livello minimo richiesto, la ricarica può comunque essere effettuata aumentando la domanda netta, perché la continuità del servizio di mobilità resta un vincolo prioritario.

La Figura 3.2 distingue le principali forme di interazione tra veicolo e rete. La ricarica controllata unidirezionale consente di modulare la potenza assorbita dal veicolo, mentre

il Vehicle-to-Grid abilita anche la restituzione di energia alla rete; configurazioni come Vehicle-to-Home e Vehicle-to-Building permettono invece di utilizzare la batteria del veicolo per alimentare utenze locali. Questa distinzione è rilevante perché, nella presente tesi, il V2G non rappresenta una semplice ricarica ritardata, ma una vera e propria immissione di energia verso il sistema elettrico, limitata dai vincoli fisici e operativi della flotta aggregata [28].

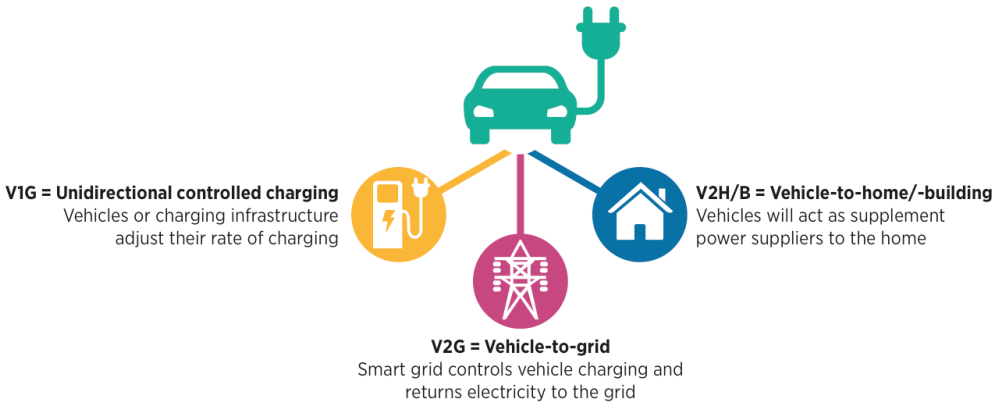


Figura 3.2 - Principali forme di ricarica intelligente dei veicoli elettrici: V1G, V2G e V2H/B. Fonte: IRENA, Innovation Outlook: Smart Charging for Electric Vehicles, Figure S2, 2019 [28].

Il Vehicle-to-Grid rappresenta la configurazione più avanzata tra quelle considerate. In questa modalità i veicoli elettrici non sono soltanto un carico flessibile, ma possono restituire energia alla rete nelle ore di deficit. IRENA distingue chiaramente tra ricarica controllata unidirezionale, o V1G, e configurazioni bidirezionali, come V2G, V2H e V2B. Nel V1G il veicolo o l'infrastruttura di ricarica modulano la potenza assorbita, mentre nel V2G il veicolo può anche immettere energia nella rete, fornendo potenzialmente servizi di flessibilità, bilanciamento e supporto alla gestione dei picchi [28]. Nel modello sviluppato in MATLAB, il V2G viene attivato quando il bilancio elettrico presenta un deficit, rispettando contemporaneamente i vincoli di stato di carica, potenza massima disponibile, quota connessa della flotta e riserva minima.

La Figura 3.3 mostra che i servizi fornibili dalla ricarica intelligente non si limitano alla scala nazionale del bilanciamento energetico, ma possono riguardare anche il livello locale della rete di distribuzione e l'utenza finale. A livello di sistema, gli EV possono contribuire al peak shaving, al bilanciamento di portafoglio e ai servizi ancillari. A livello locale, invece, possono supportare la gestione delle congestioni, il controllo della tensione,

l’aumento dell’autoconsumo rinnovabile e la fornitura di energia di back-up [28].

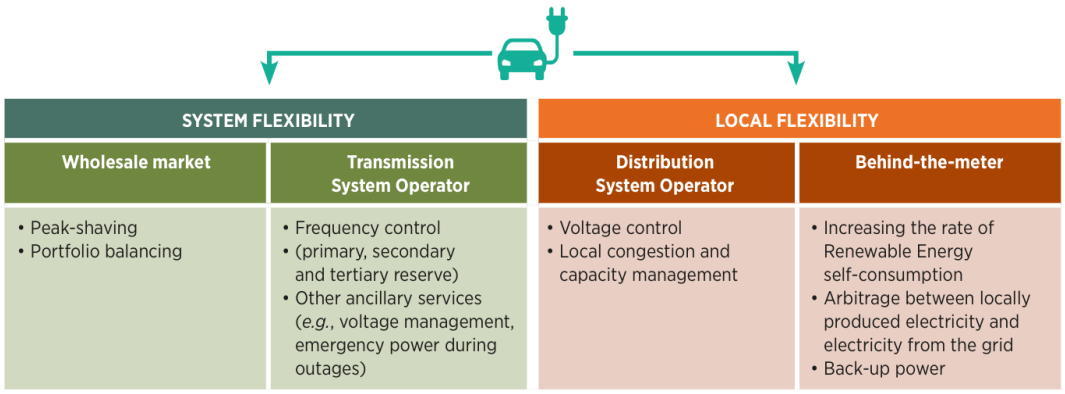


Figura 3.3 - Potenziali servizi di flessibilità forniti dai veicoli elettrici attraverso strategie di smart charging. Fonte: IRENA, Innovation Outlook: Smart Charging for Electric Vehicles, Figure S4, 2019 [28].

Nel modello della presente tesi questa pluralità di servizi viene ricondotta a tre effetti principali sul bilancio elettrico orario. Il primo effetto è l’assorbimento di surplus rinnovabile tramite dump charging. Il secondo è la gestione anticipata della ricarica mediante smart charging, finalizzata a garantire un adeguato stato di carica per la domanda di trazione futura. Il terzo è la restituzione di energia alla rete mediante V2G, attivata quando il sistema presenta un deficit e la batteria aggregata dispone di energia eccedente rispetto alla riserva minima.

Il potenziale di flessibilità dei veicoli elettrici dipende da diversi fattori. Come si evince dalla Figura 3.4, IRENA individua cinque variabili principali: il tempo durante il quale il veicolo rimane fermo e collegato alla rete, il momento della giornata in cui avviene la ricarica, il luogo di connessione, la tecnologia di ricarica e la capacità della batteria disponibile rispetto allo stato di carica richiesto alla partenza [28]. Questi elementi spiegano perché non tutta la capacità installata della flotta possa essere considerata automaticamente disponibile per il sistema elettrico.

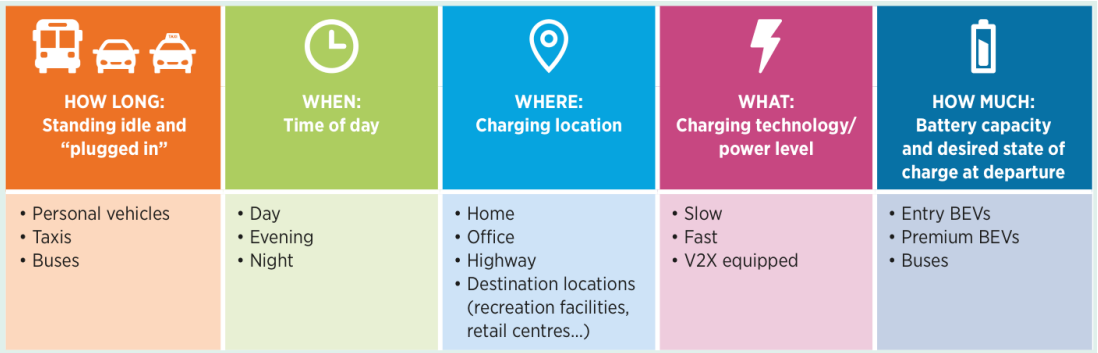


Figura 3.4 - Fattori che determinano la flessibilità disponibile da un singolo veicolo elettrico. Fonte: IRENA, Innovation Outlook: Smart Charging for Electric Vehicles, Figure 9, 2019 [28].

Queste considerazioni giustificano l'introduzione, nello script MATLAB, di vincoli specifici sulla quota di flotta connessa, sullo stato minimo di carica, sul target di sicurezza e sulla quota massima utilizzabile in V2G. Tali vincoli evitano di sovrastimare la flessibilità effettivamente disponibile e rendono il modello più coerente con la natura reale della mobilità elettrica. La batteria aggregata non viene quindi trattata come un accumulo stazionario completamente controllabile, ma come una risorsa condizionata da esigenze di mobilità e disponibilità temporale.

Come riportato in Tabella 3.4, il modello EV aggregato è descritto attraverso una serie di parametri energetici e operativi che definiscono domanda annua, capacità della batteria, livelli di stato di carica, potenza massima di ricarica e limiti di disponibilità della flotta.

Tabella 3.4 - Parametri principali della flotta EV aggregata modellata in MATLAB. Fonte: elaborazione propria su VALIDAZIONE.m.

Parametro EV	**Valore**	**Unità**	**Ruolo nel modello**
Domanda EV annua	41,6	TWh_el/anno	Domanda di trazione aggregata
Capacità batteria aggregata	643	GWh	Capacità equivalente della flotta; circa 10,7 milioni di veicoli da 60 kWh
SOC iniziale	50	%	Condizione iniziale
SOC minimo	20	%	Riserva minima della flotta
SOC target	75	%	Obiettivo dello smart charging
Look-ahead	24	h	Orizzonte di sicurezza
Potenza ricarica aggregata	168	GW	Limite tecnico massimo aggregato, non disponibilità costante

Parametro EV	Valore	Unità	Ruolo nel modello
Quota connessa	70	%	Assunzione di disponibilità; non implica un punto di ricarica per ogni parcheggio
Quota massima V2G	20	%	Limite di scarica verso rete
Efficienza ricarica	0,925	-	Perdite nella fase di carica
Efficienza inverter V2G	0,90	-	Perdite nella restituzione alla rete

Nel complesso, la modellazione della mobilità elettrica in MATLAB permette di rappresentare in modo esplicito il ruolo dei veicoli elettrici come carico, accumulo distribuito e risorsa di flessibilità. La strategia dump charging consente di assorbire surplus residui, lo smart charging garantisce il soddisfacimento della domanda di trazione attraverso una logica predittiva e il V2G fornisce energia alla rete nelle ore di deficit. L'interazione tra queste tre modalità modifica il profilo elettrico che viene trasferito a EnergyPLAN e costituisce quindi uno degli elementi centrali della co-simulazione sviluppata nella tesi.

3.7 Implementazione dello scenario in EnergyPLAN

L'implementazione dello scenario in EnergyPLAN avviene attraverso il file LSS.txt e i file di distribuzione oraria contenuti nella cartella dedicata. Il file di input contiene parametri annuali, capacità, efficienze, nomi dei profili, opzioni di regolazione, costi e configurazioni tecnologiche. EnergyPLAN utilizza tali informazioni per eseguire una simulazione annuale su base oraria, restituendo risultati complessivi e serie temporali. Nel presente lavoro, questi output costituiscono l'informazione di base utilizzata da MATLAB per costruire la co-simulazione.

Il file LSS è quindi il punto di partenza della procedura. La prima esecuzione EnergyPLAN, indicata nello script come Step 0, serve a estrarre domanda elettrica e produzioni rinnovabili variabili. Successivamente MATLAB elabora il bilancio orario, aggiorna gli stati interni dei moduli H_2 ed EV, costruisce il profilo EL_dem_mod e richiama EnergyPLAN con il nuovo profilo di domanda.

Dopo l'elaborazione oraria dei sottosistemi esterni, MATLAB costruisce il nuovo profilo di domanda elettrica netta EL_dem_mod_MWh. Tale profilo include in aumento i consumi di elettrolisi e ricarica EV e in diminuzione le immissioni da fuel cell e V2G. Lo script scrive quindi un file di distribuzione normalizzato, EL_dem_mod.txt, e aggiorna il valore

annuale della domanda elettrica modificata tramite il parametro Input_el_demand_Twh. EnergyPLAN non riceve quindi i singoli flussi H_2 o EV, ma il loro effetto elettrico aggregato sul carico annuale e sul profilo orario.

È importante osservare che l'interfaccia non trasferisce a EnergyPLAN ogni singolo flusso di idrogeno o EV, ma ne traduce l'effetto elettrico netto. Le ricariche EV e l'elettrolisi aumentano la domanda elettrica; la fuel cell e il V2G la riducono. La domanda elettrica modificata costituisce quindi la variabile di confine tra i due ambienti. Questa scelta semplifica l'interfaccia, ma richiede una descrizione accurata delle convenzioni di segno e delle grandezze incluse.

3.7.1 Il file di input LSS

Il file LSS contiene la rappresentazione EnergyPLAN dello scenario. Le prime righe specificano la versione del modello, l'unità energetica, l'unità di capacità e l'unità monetaria. Seguono i principali parametri di domanda e produzione, tra cui domanda elettrica, capacità rinnovabili, nomi dei profili temporali, domande termiche e parametri dei trasporti. La struttura del file è sequenziale: ogni voce è indicata da un nome di parametro seguito dal relativo valore.

Per la presente tesi sono particolarmente rilevanti tre gruppi di parametri. Il primo riguarda la domanda elettrica e i profili di distribuzione, perché questi costituiscono la base del bilancio orario. Il secondo riguarda le capacità rinnovabili variabili, poiché determinano la produzione utilizzata dal broker per calcolare surplus e deficit. Il terzo riguarda le voci relative a idrogeno, PtX ed EV/V2G, che devono essere disattivate o poste a valori nulli per evitare duplicazioni con il modello MATLAB.

Nel file LSS, i parametri interni relativi alla domanda V2G sono posti a zero e la capacità di carica V2G interna non è utilizzata. Analogamente, le principali funzioni H_2/PtX interne da trasferire al modello esterno risultano non attive. Questa impostazione è coerente con la logica della co-simulazione: EnergyPLAN continua a rappresentare il sistema nazionale, ma non deve calcolare autonomamente lo stesso settore che MATLAB sta modellando con regole specifiche.

Il file di input rappresenta inoltre un elemento di tracciabilità. Ogni risultato della co-simulazione dipende dal valore iniziale dei parametri e dai file di distribuzione associati. Per questo motivo, nella tesi è necessario documentare esplicitamente le grandezze principali e la versione del file utilizzata. Modifiche successive al file LSS potrebbero alterare

i risultati, anche se lo script MATLAB rimanesse invariato.

3.7.2 Parametri e profili temporali utilizzati

I profili temporali hanno un ruolo decisivo nella simulazione. EnergyPLAN associa alle grandezze annuali un profilo normalizzato, in modo da distribuire la domanda o la produzione sulle 8784 ore dell'anno. La domanda elettrica utilizza il file IT Electricity demand.txt, mentre il fotovoltaico utilizza IT PV 2017 Terna.txt. L'eolico onshore e offshore sono associati rispettivamente ai profili IT Wind 2017 Terna.txt e DK offshorewind 2013.txt. La mobilità elettrica esterna utilizza invece il file IT Transport demand.txt, letto direttamente da MATLAB.

La normalizzazione dei profili è fondamentale. Un profilo di domanda EV, ad esempio, non deve essere interpretato come energia assoluta se non viene scalato sulla domanda annua. Lo script MATLAB legge il profilo, elimina eventuali valori negativi o non numerici, verifica che la somma sia positiva e lo normalizza. Solo successivamente il profilo viene moltiplicato per la domanda EV annua pari a 41,6 TWh. Questa procedura consente di mantenere invariata l'energia annua richiesta dalla mobilità elettrica, distribuendola però secondo un profilo orario realistico.

Lo stesso principio vale per il profilo elettrico modificato. MATLAB calcola la serie EL_dem_mod_MWh, la normalizza dividendo per il valore massimo e la scrive nel file EL_dem_mod.txt. EnergyPLAN riceve anche la domanda annuale modificata, in TWh/anno. In questo modo il software dispone sia della forma temporale sia della scala annuale corretta. La combinazione tra profilo normalizzato e valore annuale è una delle convenzioni operative più importanti dell'interfaccia.

La Tabella 3.5 riassume i principali profili utilizzati. Alcuni restano interni a EnergyPLAN, altri sono letti e rielaborati da MATLAB. Questa distinzione è utile per comprendere quali dati attraversano l'interfaccia di co-simulazione e quali, invece, rimangono nel modello principale.

Tabella 3.5 - Profili temporali principali utilizzati nello scenario e nella co-simulazione. Fonte: elaborazione propria su file LSS.txt e VALIDAZIONE.m.

Grandezza	**File di distribuzione**	**Uso nel modello**
Domanda elettrica base	IT Electricity demand.txt	Profilo iniziale EnergyPLAN e riferimento MATLAB

Grandezza	File di distribuzione	Uso nel modello
Fotovoltaico	IT PV 2017 Terna.txt	Produzione variabile letta da EnergyPLAN
Eolico onshore	IT Wind 2017 Terna.txt	Produzione variabile letta da EnergyPLAN
Eolico offshore	DK offshorewind 2013.txt	Produzione variabile letta da EnergyPLAN
Domanda EV	IT Transport demand.txt	Profilo letto e normalizzato da MATLAB
Domanda modificata	EL_dem_mod.txt	Profilo scritto da MATLAB e passato a EnergyPLAN
Teleriscaldamento	IT district heating Turin 2010.txt	Profilo termico interno EnergyPLAN
Idroelettrico	IT Hydro water.txt	Disponibilità idrica interna EnergyPLAN

3.7.3 Separazione dei sottosistemi tra EnergyPLAN e MATLAB

La separazione dei sottosistemi può essere riassunta distinguendo tra grandezze interne a EnergyPLAN e grandezze di interfaccia. EnergyPLAN mantiene la rappresentazione del sistema nazionale, mentre MATLAB restituisce l'effetto elettrico aggregato di idrogeno ed EV attraverso EL_dem_mod. Questa impostazione non rende i sottosistemi indipendenti, ma definisce con chiarezza il punto di scambio tra i due ambienti.

La Tabella 3.6 riassume la ripartizione funzionale dei sottosistemi. La classificazione non significa che i sottosistemi siano indipendenti: al contrario, essi sono accoppiati attraverso il profilo elettrico. Un elettrolizzatore modellato in MATLAB aumenta la domanda elettrica di EnergyPLAN; il V2G la riduce; la fuel cell restituisce energia alla rete; le ricariche EV modificano i picchi e la forma temporale del carico. L'interazione avviene quindi attraverso una grandezza aggregata ma fisicamente interpretabile.

Questa impostazione prepara il Capitolo 4, nel quale verrà formalizzato il bilancio orario. Il capitolo successivo descriverà l'ordine delle operazioni, le priorità di utilizzo dello storage H_2, il soddisfacimento della domanda di trazione, le strategie EV, la produzione flessibile da surplus e l'aggiornamento iterativo di EnergyPLAN. Il presente capitolo for-

nisce invece la base di scenario e chiarisce quali ipotesi costituiscono il punto di partenza della validazione.

Tabella 3.6 - Separazione funzionale dei sottosistemi tra EnergyPLAN e MATLAB. Fonte: elaborazione propria.

Sottosistema	Ambiente di modellazione	Motivazione
Sistema elettrico nazionale	EnergyPLAN	Rappresentazione integrata del sistema e delle strategie interne
Fonti rinnovabili variabili	EnergyPLAN, lette da MATLAB	Generazione oraria usata nel bilancio del broker
Idroelettrico e pompaggio	EnergyPLAN	Storage e dispatch interni al software
Teleriscaldamento e pompe di calore	EnergyPLAN	Sector coupling termico interno
Accumuli termici ed elettrici interni	EnergyPLAN	Risorse di flessibilità gestite dal modello principale
Idrogeno, storage H_2 e fuel cell	MATLAB	Necessità di logiche orarie personalizzate
Synthetic methane e liquid fuel	MATLAB	Target e domande H_2 gestite esternamente
Veicoli elettrici, smart charging, dump charging, V2G	MATLAB	Rappresentazione aggregata e strategie operative esplicite
Domanda elettrica modificata	Interfaccia MATLAB-EnergyPLAN	Grandezza di scambio della co-simulazione

3.8 Scenario 2030 utilizzato come secondo caso di validazione

Il secondo caso di studio utilizza il file EnergyPLAN denominato italy_2030Bellucci_PNIEC.txt, fornito dal Prof. Pastore analogamente allo scenario 2050. Tale configurazione non è stata costruita ex novo nell'ambito della presente tesi: viene assunta come scenario sorgente e successivamente adattata esclusivamente per consentire l'esternalizzazione dei sottosistemi gestiti in MATLAB, evitando il doppio conteggio. La sua impostazione si colloca nella linea di studi EnergyPLAN sul sistema italiano al 2030 sviluppata da Pastore e coautori, nella quale l'integrazione dell'idrogeno verde e delle nuove capacità rinnovabili viene analizzata come strumento

di bilanciamento del sistema [44]. I valori numerici utilizzati nelle simulazioni della tesi sono quelli contenuti nel file fornito e non vengono presentati come una replica esatta di una specifica configurazione ottima pubblicata in letteratura.

La datazione dello scenario è rilevante per interpretarne le ipotesi. La configurazione è riconducibile a un quadro di modellazione sviluppato nel 2023 e deve pertanto essere letta come scenario storico di medio periodo, costruito sulla base di obiettivi e aspettative disponibili in quella fase, non come aggiornamento al 2026 della traiettoria italiana verso il 2030. Il successivo PNIEC italiano del 2024 e l'evoluzione molto rapida della mobilità elettrica rendono alcune assunzioni oggi discutibili [7], [43]. Per questo motivo, nel presente lavoro il caso 2030 viene impiegato principalmente come test di robustezza dell'interfaccia, non come previsione aggiornata del sistema energetico italiano.

Lo scenario sorgente assegna 3 GW di capacità agli elettrolizzatori, 72 GWh di storage H_2, una domanda industriale di idrogeno pari a 3,84 TWh_H_2/anno, un target di combustibile liquido sintetico pari a 3,954 TWh_fuel/anno e un import di idrogeno pari a 2,47 TWh_H_2/anno. Al contrario, il parametro della domanda EV/V2G è nullo. Questa asimmetria non deriva da una valutazione svolta nella tesi sulla maggiore maturità dell'idrogeno rispetto ai veicoli elettrici; è una caratteristica ereditata dal file di scenario. Considerando l'attuale diffusione commerciale degli EV, essa non deve essere interpretata come gerarchia tecnologica. Nella validazione, il modulo EV resta quindi inattivo al 2030 perché il confronto richiede di preservare i fabbisogni del caso sorgente, mentre idrogeno e Power-to-X vengono mantenuti per riprodurre le grandezze già presenti nel file di riferimento.

4. Metodologia di co-simulazione

4.1 Obiettivo metodologico del capitolo

Il presente capitolo descrive la metodologia di co-simulazione sviluppata per accoppiare EnergyPLAN e MATLAB nello studio dei due scenari energetici italiani utilizzati per la validazione, riferiti rispettivamente al 2050 e al 2030. Dopo aver introdotto nei capitoli precedenti il contesto della transizione energetica, gli strumenti di simulazione e le configurazioni di riferimento, l'attenzione si sposta ora sulla struttura operativa dello script MATLAB utilizzato per gestire i sottosistemi modellati esternamente. Il capitolo non ha quindi l'obiettivo di ripetere il funzionamento generale di EnergyPLAN o le motivazioni tecnologiche di idrogeno e mobilità elettrica, ma di documentare in modo sistematico la logica con cui il codice trasforma tali sottosistemi in modifiche orarie della domanda elettrica scambiata con il modello energetico.

Il punto metodologico centrale è il seguente: EnergyPLAN mantiene la rappresentazione oraria del sistema energetico complessivo, mentre MATLAB introduce un controllore esterno per idrogeno, combustibili sintetici e veicoli elettrici. Non si tratta quindi di rendere orario un modello che opera solo su bilanci annuali, poiché EnergyPLAN esegue già una simulazione oraria del sistema [35]. Il contributo dello script consiste piuttosto nel modificare iterativamente il profilo di domanda elettrica in ingresso al modello, in funzione dello stato degli accumuli esterni e delle priorità operative definite nel codice.

In questa impostazione MATLAB non sostituisce EnergyPLAN come modello nazionale. Il suo ruolo è più specifico: leggere gli output orari prodotti dal modello energetico, calcolare il comportamento dei sottosistemi esternalizzati e riscrivere gli input necessari per una nuova simulazione EnergyPLAN. La procedura consente di mantenere in EnergyPLAN il dispatch del sistema energetico integrato, ma rende esplicite alcune regole operative che, per obiettivo della tesi, si è scelto di controllare direttamente nel codice MATLAB. Questa distinzione risponde anche a un'esigenza di tracciabilità: ogni contributo di idrogeno ed EV alla rete viene registrato in vettori dedicati e può essere analizzato separatamente nel capitolo dei risultati.

La metodologia è costruita a partire dallo script VALIDAZIONE.m. Il nome dello script evidenzia la funzione del codice: verificare la coerenza della procedura di accoppiamento

rispetto allo scenario LSS e agli output prodotti da EnergyPLAN. Nel seguito, il termine validazione è utilizzato in senso metodologico, cioè come controllo del corretto funzionamento dell'interfaccia tra i due ambienti, della conservazione dei bilanci, dell'assenza di doppie contabilizzazioni e della chiusura degli accumuli. Non deve invece essere interpretato come validazione empirica dello scenario energetico al 2050, che rimane una configurazione di riferimento derivata da ipotesi esterne e dalla letteratura richiamata nel Capitolo 3.

4.2 Architettura generale della procedura di co-simulazione

La co-simulazione adottata è di tipo sequenziale e a passo orario. EnergyPLAN viene eseguito inizialmente sul file LSS.txt per produrre la matrice oraria hourlyData. MATLAB legge questa matrice, ricostruisce un segnale di bilancio elettrico del controllore, applica le regole relative a idrogeno/PtX ed EV, aggiorna la domanda elettrica netta e scrive un nuovo profilo orario, denominato EL_dem_mod.txt. Successivamente EnergyPLAN viene rilanciato con il valore annuale aggiornato della domanda elettrica e con il nuovo file di distribuzione. Gli output della nuova esecuzione vengono utilizzati per aggiornare il segnale di feedback delle ore successive. La procedura è quindi iterativa, ma non risolve una convergenza simultanea tra MATLAB ed EnergyPLAN nella stessa ora: per questo motivo può essere classificata come accoppiamento debole, coerentemente con la distinzione richiamata nella letteratura sulla co-simulazione [39], [40].

L'impiego congiunto di MATLAB ed EnergyPLAN non è, in sé, un elemento inedito. Cabrera et al. hanno sviluppato MaT4EnergyPLAN, un toolbox che consente di gestire file EnergyPLAN, lanciare simulazioni e analizzarne i risultati direttamente dall'ambiente MATLAB [45]. Il contributo specifico del presente lavoro non consiste pertanto nel primo collegamento software tra i due ambienti, ma nella definizione di una procedura sequenziale con memoria di stato, nella quale i moduli H_2/PtX ed EV vengono esternalizzati, aggiornati ora per ora secondo regole operative esplicite e reinseriti in EnergyPLAN attraverso un profilo di domanda modificato, con controlli dedicati su doppio conteggio, chiusura degli storage e tracciabilità dei flussi.

È importante precisare che MATLAB non modifica direttamente i risultati di EnergyPLAN. Il codice opera soltanto sugli input, in particolare sulla domanda elettrica annua e sulla relativa distribuzione temporale. Gli output finali di import, CEEP, produzione e

livelli degli accumuli interni sono sempre quelli calcolati da EnergyPLAN nell'ultima esecuzione disponibile. Questa scelta mantiene separati i ruoli dei due strumenti: MATLAB definisce l'effetto elettrico netto dei sottosistemi esterni, mentre EnergyPLAN ricalcola il comportamento del sistema energetico complessivo sulla base del profilo modificato.
La Figura 4.1 rappresenta il flusso informativo generale della procedura. Il file LSS e i profili orari costituiscono il punto di partenza; EnergyPLAN calcola la risposta del sistema; MATLAB utilizza gli output orari per determinare l'effetto di idrogeno ed EV; infine il nuovo profilo elettrico viene restituito a EnergyPLAN come input aggiornato. In questo modo la co-simulazione non è una semplice attività di post-processing, perché le decisioni prese dallo script influenzano le simulazioni successive del modello energetico.

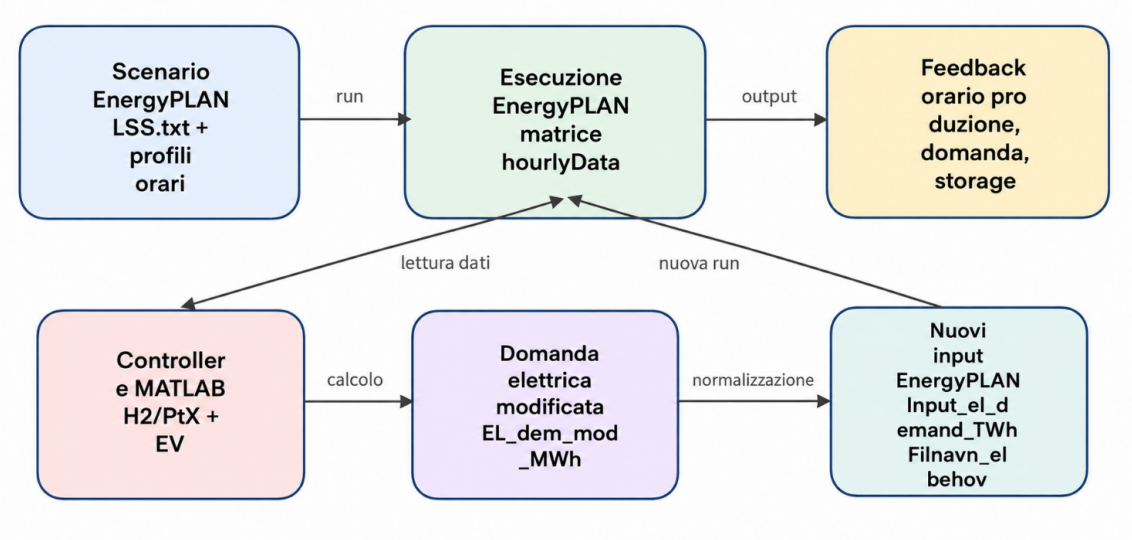


Figura 4.1 - Schema generale della procedura di co-simulazione MATLAB–EnergyPLAN. Fonte: elaborazione propria su script VALIDAZIONE.m.

4.3 Configurazione iniziale dello script MATLAB

4.3.1 Percorsi, file di input e cartelle di output

La prima parte dello script è dedicata alla configurazione dei percorsi di lavoro. Vengono definiti il percorso dell'eseguibile EnergyPLAN, il file di input LSS.txt, la cartella destinata ai risultati e la cartella contenente i profili temporali. Questa impostazione è necessaria perché MATLAB deve poter richiamare EnergyPLAN in modo automatico, leggere e scrivere file esterni e salvare gli output prodotti dalla co-simulazione. La procedura non richiede interventi manuali tra un'iterazione e la successiva: una volta definiti i percorsi, lo script può eseguire l'intera sequenza di simulazioni.

Il file LSS.txt rappresenta lo scenario EnergyPLAN di partenza, mentre la cartella Distributions contiene i profili orari utilizzati per domanda elettrica, produzione rinnovabile e mobilità. La cartella Results raccoglie invece sia gli output standard di EnergyPLAN sia i file generati da MATLAB, tra cui le serie orarie di produzione di idrogeno, livello degli storage, ricarica EV, V2G, importazioni residue, CEEP e domanda elettrica modificata. Questa organizzazione dei file consente di mantenere separati dati di input, dati intermedi e risultati finali.

Per garantire la riproducibilità, il codice non viene riportato integralmente nel corpo del testo, dove sono descritti soltanto i blocchi funzionali rilevanti. Il sorgente completo, contenuto nel file VALIDAZIONE.m insieme alle funzioni locali di supporto, è fornito come allegato digitale alla fine della tesi. In questo modo il listato resta integralmente disponibile per la verifica e la riproduzione della procedura senza interrompere la trattazione metodologica con molte pagine di codice.

Un elemento particolarmente rilevante è il file EL_dem_mod.txt. Esso viene creato e aggiornato da MATLAB per descrivere la distribuzione temporale della domanda elettrica modificata. EnergyPLAN utilizza infatti una logica basata su un valore annuale della domanda e su un profilo orario normalizzato [35], [36]. MATLAB calcola quindi una serie assoluta in MWh/h, la normalizza e la salva nel formato richiesto dal modello energetico. Parallelamente aggiorna il parametro annuale Input_el_demand_Twh, in modo che EnergyPLAN riceva sia la forma temporale sia la scala energetica corretta.

4.3.2 Orizzonte temporale e numero di iterazioni

Lo script imposta sia Steps sia Steps_number pari a 8784. Tale valore corrisponde al numero di ore di un anno bisestile ed è coerente con i profili utilizzati nello scenario di riferimento. La presenza di due variabili distinte permette, almeno in linea di principio, di eseguire test su un numero di iterazioni inferiore mantenendo comunque memoria della lunghezza complessiva dei profili annuali. Nella simulazione finale, tuttavia, entrambe le variabili coincidono e l'intero anno viene processato ora per ora.

La scelta di lavorare su 8784 ore impone un vincolo di coerenza a tutti i profili temporali. Se un file di distribuzione risultasse più corto, più lungo o non correttamente normalizzato, la corrispondenza tra ore della domanda, produzione e stato degli accumuli verrebbe alterata. Per questa ragione lo script include controlli sulla dimensione degli output di EnergyPLAN e funzioni dedicate alla lettura robusta dei profili. La coerenza temporale

rappresenta un prerequisito della procedura: ogni decisione presa all'ora i dipende dallo stato aggiornato degli accumuli e dal bilancio elettrico riferito alla stessa ora.
Dal punto di vista computazionale, la risoluzione oraria ha una conseguenza importante. Poiché lo script rilancia EnergyPLAN all'interno del ciclo, la co-simulazione richiede molte più esecuzioni rispetto a una simulazione EnergyPLAN standard. Questo aspetto non invalida la metodologia, ma deve essere dichiarato in modo trasparente: l'incremento del dettaglio operativo e del feedback tra i due ambienti viene ottenuto a costo di un tempo di calcolo sensibilmente maggiore. La discussione complessiva di tale limite sarà ripresa nelle conclusioni, insieme ai possibili sviluppi futuri della procedura.

4.3.3 Impostazioni EnergyPLAN rilevanti per la validazione

Lo script definisce alcune impostazioni EnergyPLAN che devono rimanere coerenti tra simulazione di riferimento e co-simulazione. La più importante, nel caso analizzato, è HydroPowerContentButton, impostata pari a zero. La scelta è indicata direttamente nel codice come condizione da mantenere identica alla run di confronto effettuata solamente con EnergyPLAN. In questo modo eventuali differenze nei risultati non dipendono da una diversa impostazione del modello idroelettrico, ma dalle modifiche introdotte dal controllore MATLAB.
Sono inoltre esplicitate le colonne del file orario EnergyPLAN utilizzate dallo script. Alcune colonne servono per ricostruire la produzione rinnovabile considerata dal controllore, altre per sommare i carichi elettrici interni, altre ancora per verificare che EV e V2G non siano già attivi all'interno di EnergyPLAN. La definizione esplicita delle colonne evita interpretazioni ambigue della matrice hourlyData e rende più semplice controllare la riproducibilità della procedura quando cambiano la versione del software o la struttura dei file di output.
Come riportato in Tabella 4.1, le variabili iniziali dello script non descrivono soltanto parametri fisici, ma anche scelte di interfaccia tra i due ambienti. La distinzione tra file di input, profili di distribuzione, colonne orarie e cartelle di output è necessaria per comprendere l'intera catena di co-simulazione.

Tabella 4.1 - Elementi principali della configurazione iniziale dello script. Fonte: elaborazione propria su script VALIDAZIONE.m.

Elemento	Valore o variabile	Funzione nella procedura
Eseguibile EnergyPLAN	energyPlanPath	Permette a MATLAB di lanciare automaticamente il modello EnergyPLAN.
Scenario di input	LSS.txt	File EnergyPLAN che contiene lo scenario nazionale di riferimento.
Cartella risultati	outputFolder	Directory in cui sono salvati output EnergyPLAN, file MATLAB e grafici.
Cartella profili	distributionsFolder	Directory contenente i profili orari e il file EL_dem_mod.txt.
Numero ore annuali	Steps_number = 8784	Lunghezza dei profili e orizzonte della simulazione annuale.
Ore elaborate	Steps = 8784	Numero di iterazioni del ciclo MATLAB.
Impostazione idroelettrica	HydroPowerContentButton = 0	Allineamento tra run EnergyPLAN pura e co-simulazione.
Import e CEEP	intestazioni Import / Export / CEEP	Indicatori finali verificati direttamente nell'output EnergyPLAN della versione utilizzata.

4.4 Pre-processing e controllo del file EnergyPLAN

4.4.1 Verifica dei sottosistemi esternalizzati

Prima di avviare la co-simulazione, lo script esegue una verifica preventiva del file EnergyPLAN attraverso la funzione validateExternalisedEnergyPLANInput. Tale controllo è centrale per evitare il doppio conteggio dei sottosistemi modellati esternamente. Se idrogeno, PtX o EV fossero contemporaneamente attivi all'interno di EnergyPLAN e nel codice MATLAB, lo stesso consumo o la stessa produzione verrebbero contabilizzati due volte,

compromettendo il bilancio energetico.
La funzione verifica che i principali parametri interni relativi a EV/V2G, idrogeno per trasporti, H_2 storage, combustibili sintetici e usi PtX siano posti a zero nel file LSS. Tra questi rientrano, ad esempio, input_transport_TWh_V2G, input_km_ev, input_km_v2g, input_V2G_Cap_Charge, input_H2storage_trans_cap, Input_SynMethanSynGridGas e Input_LiqHydroLiqFuel. La funzione non interrompe necessariamente la simulazione in caso di anomalia, ma genera warning che segnalano il rischio di doppio conteggio.
Il controllo distingue inoltre il trasporto convenzionale interno a EnergyPLAN dalla domanda EV/V2G trasferita a MATLAB. Questa precisazione è importante perché il file LSS può mantenere una quota di trasporti residui non elettrificati o non gestiti esternamente, mentre la flotta EV aggregata è definita nello script. In altri termini, l'azzeramento riguarda la componente EV/V2G interna che verrebbe sovrapposta al modello MATLAB, non l'intero settore dei trasporti rappresentato nello scenario.

4.4.2 Lettura robusta dei profili orari

La lettura dei profili temporali è gestita mediante la funzione readEnergyPLANProfile. Questa funzione ha lo scopo di rendere la procedura più robusta rispetto a formati numerici differenti, valori mancanti o profili non perfettamente compatibili con la lunghezza attesa. Il codice prova innanzitutto a importare il file attraverso le funzioni standard di MATLAB; se la conversione non riesce, effettua una lettura testuale e sostituisce eventuali virgole decimali con punti.
La funzione elimina i valori non numerici e controlla la lunghezza del profilo. Se il profilo è più corto di 8784 valori, viene completato con l'ultimo valore disponibile; se è più lungo, viene troncato. Nel caso in cui il file non esista o risulti completamente inutilizzabile, lo script sostituisce il profilo con una distribuzione costante. Questa scelta consente di evitare l'interruzione del codice durante i test, ma in una simulazione finale i warning prodotti devono essere interpretati come segnali di attenzione, perché un profilo sostituito o completato può modificare la distribuzione temporale della domanda o della produzione. Il profilo EV rappresenta un caso specifico di questa logica. Lo script legge il file IT Transport demand.txt, annulla eventuali valori negativi o non numerici, verifica che la somma sia positiva e normalizza il vettore affinché la somma annuale sia pari all'unità. Solo successivamente il profilo viene moltiplicato per la domanda annua EV di 41,6 TWh. In questo modo l'energia annuale è imposta dallo scenario, mentre la distribuzione oraria

è definita dal file temporale.

4.4.3 Simulazione base EnergyPLAN: Step 0

Dopo i controlli preliminari, lo script esegue una prima simulazione EnergyPLAN indicata come Step 0. Questa run utilizza il file LSS senza ancora applicare il profilo elettrico modificato da MATLAB. Lo scopo dello Step 0 non è produrre il risultato finale, ma estrarre la matrice oraria iniziale hourlyData, dalla quale vengono ricavati domanda elettrica, produzioni rinnovabili, importazioni, CEEP e altri carichi interni necessari al controllore. Subito dopo la run iniziale, il codice verifica che EnergyPLAN abbia restituito almeno 8784 ore e che la matrice contenga tutte le colonne richieste. Questo controllo è fondamentale perché l'algoritmo dipende dall'indicizzazione delle colonne. Una colonna mancante o una simulazione con un numero di ore inferiore genererebbero un errore esplicito, evitando che il codice prosegua con dati incompleti.

La domanda elettrica fissa viene letta dalla colonna 1 e assegnata alla variabile EL_dem. Il codice estrae inoltre la produzione eolica, offshore e fotovoltaica dalle colonne 5, 6 e 7, ma per il bilancio del controllore utilizza una selezione più ampia di fonti rinnovabili dirette. Lo Step 0 inizializza anche il profilo EL_dem_mod_MWh, che all'inizio coincide con la domanda elettrica fissa, e scrive un primo file EL_dem_mod.txt completo di 8784 valori. La Figura 4.2 sintetizza la sequenza che, dallo Step 0 in poi, viene ripetuta per ciascuna ora della co-simulazione.

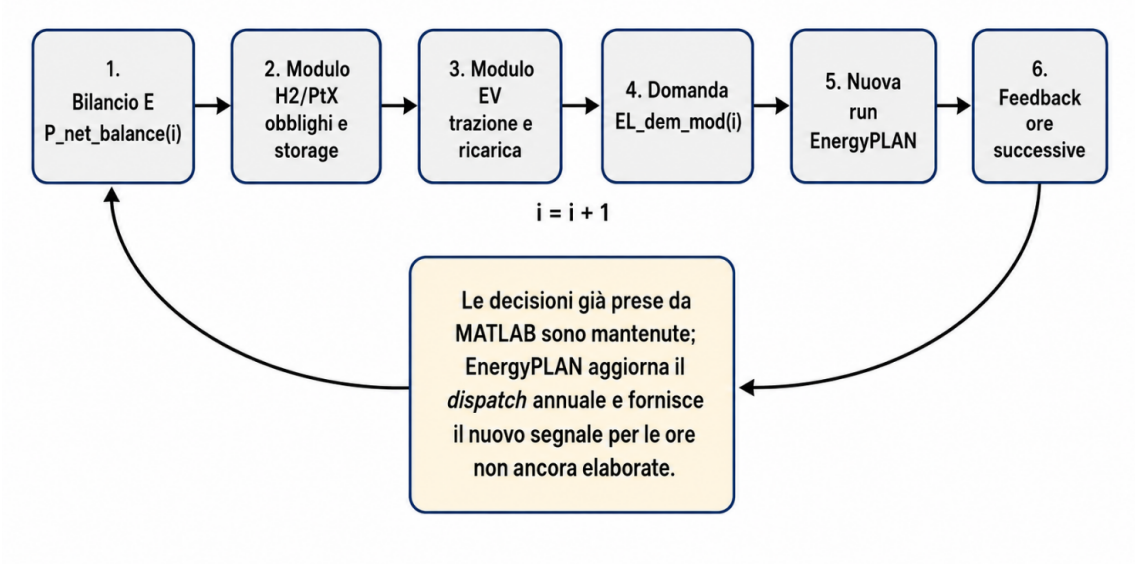


Figura 4.2 - Sequenza operativa del ciclo orario della co-simulazione. Fonte: elaborazione propria su script VALIDAZIONE.m.

4.5 Costruzione del bilancio elettrico del controllore MATLAB

4.5.1 Produzione rinnovabile considerata dal controllore

Il bilancio elettrico utilizzato dal controllore MATLAB non coincide semplicemente con la differenza tra fotovoltaico, eolico e domanda elettrica fissa. Lo script costruisce un segnale specifico, definito EP_net_balance, che rappresenta la disponibilità residua di produzione rinnovabile rispetto alla domanda elettrica completa considerata dal controllore. Per la produzione, vengono sommate le colonne associate a fonti rinnovabili dirette: eolico, offshore, fotovoltaico, idroelettrico, geotermia e altre produzioni rinnovabili presenti nell'output orario EnergyPLAN.

Una scelta metodologica importante riguarda la produzione programmabile da biomassa. Lo script prevede due variabili booleane: IncludeBiomassPPInController e IncludeBiomassPPInReporting. Nel caso analizzato, la biomassa da Power Plant è esclusa dal segnale del controllore ma inclusa nel reporting annuale. La motivazione è evitare una retroazione artificiale: se MATLAB aumenta la domanda elettrica e EnergyPLAN risponde incrementando la produzione programmabile da biomassa, includere tale produzione nel bilancio di controllo potrebbe generare un falso surplus, inducendo ulteriore elettrolisi o ricarica EV non realmente associata alla disponibilità di rinnovabili variabili.

Questa distinzione consente di separare il segnale operativo usato per decidere le azioni di MATLAB dal bilancio energetico complessivo usato per il reporting. Nel controllore, l'obiettivo è individuare la quota di energia rinnovabile non programmabile o diretta disponibile per alimentare i sottosistemi flessibili. Nel reporting, invece, è corretto includere anche la produzione rinnovabile programmabile, perché contribuisce al bilancio elettrico annuale dello scenario.

4.5.2 Domanda elettrica completa del controllore

La domanda utilizzata dal controllore è calcolata mediante la funzione MATLAB calculateControllerElectricDemand, una funzione locale dello script che riceve la matrice oraria hourlyData e l'elenco delle colonne selezionate, somma gli assorbimenti elettrici pertinenti ora per ora e restituisce sia il vettore Total_Demand sia un riepilogo annuale per categoria. Essa include la domanda elettrica fissa e una serie di assorbimenti interni che EnergyPLAN rappresenta in colonne separate: raffrescamento, pompaggio idroelettrico, trasporto flessibile interno, pompe di calore, carica degli accumuli elettrici, input del rock

storage, eventuali conversioni elettriche residue e carichi domestici pertinenti.
La scelta di includere tali colonne evita di sottostimare il carico effettivamente presente nel sistema. Se il controllore confrontasse la produzione rinnovabile con la sola domanda elettrica fissa, potrebbe interpretare come surplus energia che in EnergyPLAN è già assorbita da altri usi elettrici interni. L'inclusione dei carichi separati rende invece il segnale più coerente con la simulazione complessiva del modello energetico.
La funzione applica inoltre un controllo sui valori negativi delle colonne selezionate. Non ogni valore negativo deve essere interpretato automaticamente come errore, poiché alcune grandezze EnergyPLAN possono adottare convenzioni di segno legate alla direzione dei flussi. Nel caso specifico, tuttavia, calculateControllerElectricDemand opera soltanto sulle colonne che lo script ha classificato come assorbimenti elettrici: eventuali piccoli valori negativi in tali colonne vengono quindi ricondotti a zero per evitare che rumore numerico o segni non pertinenti riducano artificialmente la domanda. Valori negativi sistematici o di ampiezza significativa devono invece essere verificati nella documentazione dell'output prima di essere corretti. La funzione restituisce anche un breakdown annuale delle componenti di domanda, riportato nel summary finale.

4.5.3 Definizione del bilancio netto orario

Il bilancio netto orario del controllore è definito come differenza tra produzione rinnovabile considerata e domanda elettrica completa:
EP_net_balance(t) = Controller_RES_Production(t) - Total_Demand(t)
Il segno della variabile ha un significato operativo preciso. Se EP_net_balance(t) è positivo, il controllore interpreta l'ora come caratterizzata da disponibilità residua di energia elettrica, che può essere utilizzata per ricarica EV, elettrolisi flessibile o riempimento degli storage. Se invece EP_net_balance(t) è negativo, il sistema presenta un deficit rispetto al segnale considerato dal controllore, e MATLAB può valutare l'attivazione del V2G o, qualora abilitata, della fuel cell. Importazioni e CEEP finali non sono però determinate direttamente da questa variabile: esse sono lette dall'ultima run EnergyPLAN.
La Tabella 4.2 riassume le principali grandezze coinvolte nel bilancio del controllore. La tabella distingue tra variabili utilizzate per il controllo orario e variabili utilizzate soltanto per diagnostica o reporting finale. Questa distinzione è necessaria perché lo script conserva più rappresentazioni del bilancio: una per le decisioni MATLAB, una per l'interfaccia

con EnergyPLAN e una per la lettura finale dei risultati.

Tabella 4.2 - Grandezze principali utilizzate nella costruzione del bilancio elettrico del controllore. Fonte: elaborazione propria su script VALIDAZIONE.m.

Variabile	**Unità**	**Ruolo**
Controller_RES_Production	MWh/h	Produzione rinnovabile usata per il segnale di controllo, con biomassa PP esclusa.
Total_Production	MWh/h	Produzione rinnovabile usata per il reporting, con biomassa PP inclusa.
Total_Demand	MWh/h	Domanda elettrica completa usata dal controllore.
EP_net_balance	MWh/h	Surplus o deficit orario che guida le decisioni MATLAB.
EP_import	MWh/h	Importazione elettrica letta da EnergyPLAN, usata per diagnostica e risultati finali.
EP_CEEP	MWh/h	Eccesso critico di produzione elettrica letto da EnergyPLAN.
decision_balance_GWh	GWh	Residuo stimato da MATLAB dopo l'applicazione delle logiche H_2 ed EV.

4.6 Modellazione del sottosistema idrogeno e Power-to-X

4.6.1 Parametri tecnici del sistema idrogeno

Il sottosistema idrogeno è rappresentato in MATLAB mediante una capacità aggregata di elettrolisi, uno storage di idrogeno, domande obbligatorie e, nella struttura generale del codice, una possibile riconversione in elettricità tramite fuel cell. È opportuno parlare di capacità aggregata e non di singolo elettrolizzatore: il valore inserito nello script rappresenta la potenza complessiva disponibile nello scenario nazionale, non un impianto fisico unico.

Nel caso di validazione considerato, la capacità elettrica aggregata degli elettrolizzatori

è pari a circa 144,3 GW_el e l'efficienza elettricità-idrogeno è assunta pari all'83,5%. Il valore di efficienza è quello incorporato nella parametrizzazione dello scenario LSS e si colloca nella fascia alta delle prestazioni aggregate; deve quindi essere interpretato come assunzione di scenario per un parco tecnologico futuro e non come rendimento rappresentativo di tutte le tecnologie oggi disponibili. La letteratura sullo scenario italiano da cui deriva il caso di studio adotta valori prospettici coerenti con una forte evoluzione tecnologica al 2050 [41], [42]. Lo storage H_2 ha capacità pari a 3.705 GWh_H_2. Nelle run definitive lo stato iniziale è posto a 0% della capacità, anziché al 100% utilizzato nelle prove preliminari, così da evitare l'ipotesi poco realistica di uno storage stagionale completamente carico al 1° gennaio e da verificare quanta parte dell'accumulo venga effettivamente costruita durante l'anno simulato.

La fuel cell è mantenuta nella struttura del codice, ma nella configurazione analizzata risulta disattivata, perché eta_FC e FC_cap sono pari a zero. Questa scelta consente di conservare una struttura flessibile, utilizzabile in eventuali scenari alternativi, ma nel caso corrente l'idrogeno non viene riconvertito in elettricità tramite fuel cell. Di conseguenza, l'effetto elettrico del sottosistema idrogeno è dato dall'assorbimento degli elettrolizzatori, non da una restituzione di energia alla rete.

Come riportato in Tabella 4.3, i parametri principali del modulo idrogeno definiscono capacità, rendimenti, stato iniziale nullo e finestra di controllo terminale dello storage.

Tabella 4.3 - Parametri tecnici del sottosistema idrogeno implementato in MATLAB. Fonte: elaborazione propria su script VALIDAZIONE.m.

Parametro	**Valore**	**Unità**	**Significato**
Capacità aggregata elettrolizzatori	144,3	GW_el	Potenza aggregata di scenario, circa 6,3 volte la potenza media richiesta dal fabbisogno H_2 obbligatorio.

Parametro	Valore	Unità	Significato
Efficienza elettrolisi	83,5	%	Assunzione prospettica di scenario; valore nella fascia alta delle prestazioni aggregate al 2050.
Capacità storage H_2	3.705	GWh_H_2	Capacità massima dell'accumulo esterno modellato in MATLAB.
SOC target finale H_2	0	%	Target di chiusura adottato nelle run definitive.
SOC iniziale H_2	0	%	Condizione iniziale conservativa adottata per evitare disponibilità gratuita di H_2 al 1° gennaio.
Capacità fuel cell	0	MW_el	Fuel cell disattivata nel caso analizzato.
Efficienza fuel cell	0	-	Riconversione H_2-elettricità non attiva.
Finestra terminale H_2	336	h	Periodo finale usato per ricondurre lo storage verso il livello iniziale.
Tolleranza ciclicità	1	MWh_H_2	Tolleranza numerica sul livello finale.

4.6.2 Domanda obbligatoria di idrogeno e combustibili sintetici

Il codice distingue tra produzione flessibile di idrogeno, legata all'eventuale surplus elettrico, e domanda obbligatoria di idrogeno. Quest'ultima include tre componenti: domanda

industriale diretta, fabbisogno di idrogeno per synthetic methane e fabbisogno di idrogeno per liquid fuel. La domanda industriale annua è pari a 16,7 TWh_H_2/anno e viene distribuita uniformemente sulle 8784 ore della simulazione. Il valore orario risultante è pari a circa 1.901 MWh_H_2/h.

Per i combustibili sintetici, lo script impone un target annuo di 60 TWh_fuel/anno per il synthetic methane e di 183,52 TWh_fuel/anno per il liquid fuel. La produzione target viene trasformata in un valore orario costante dividendo per il numero di ore annuali. Successivamente il codice calcola la domanda di idrogeno necessaria a rispettare tali target, utilizzando il rendimento di conversione e la quota di idrogeno nel processo. La metanazione è rappresentata con efficienza pari a 0,83 e quota H_2 pari a 0,50; il liquid fuel è rappresentato con efficienza pari a 0,60 e quota H_2 pari a 0,38.

La scelta di distribuire uniformemente le domande H_2 e i target PtX è una semplificazione modellistica. In assenza di profili orari specifici per usi industriali e produzione di combustibili sintetici, il modello mantiene il vincolo energetico annuale attraverso una domanda costante. Questa impostazione non pretende di riprodurre la reale operatività di singoli impianti industriali, ma consente di verificare il comportamento dello storage e dell'elettrolizzatore rispetto a un carico obbligatorio continuo. Nel Capitolo 6 tale ipotesi potrà essere richiamata tra i limiti e gli sviluppi futuri, ad esempio introducendo profili industriali più realistici o strategie di produzione PtX parzialmente flessibili.

Il fabbisogno totale obbligatorio di idrogeno risulta pari a circa 19.248 MWh_H_2/h. Per soddisfarlo direttamente tramite elettrolisi sarebbero necessari circa 23,1 GW_el, mentre la capacità aggregata disponibile è pari a 144,3 GW_el: il rapporto è quindi di circa 6,3. Tale sovradimensionamento non è stato ottimizzato nella presente tesi, ma è ereditato dallo scenario LSS e riflette il ruolo attribuito agli elettrolizzatori non soltanto nella copertura del fabbisogno medio obbligatorio, bensì anche nell'assorbimento di forti eccedenze rinnovabili e nella produzione flessibile di idrogeno [41], [42]. Il confronto mostra dunque che il limite operativo non è la potenza necessaria al carico medio, ma l'interazione tra disponibilità elettrica, capacità dello storage e logica di gestione; un dimensionamento economicamente ottimo richiederebbe un problema di ottimizzazione separato.

Come si evince dalla Tabella 4.4, la domanda obbligatoria è dominata dal fabbisogno di idrogeno per liquid fuel. Questo spiega perché il modulo PtX abbia un peso significativo nel bilancio elettrico modificato: una quota rilevante dell'energia elettrica assorbita da-

gli elettrolizzatori non è destinata direttamente all'uso industriale dell'idrogeno, ma alla produzione di combustibili sintetici.

Tabella 4.4 - Domanda obbligatoria di idrogeno e target di combustibili sintetici. Fonte: elaborazione propria su script VALIDAZIONE.m.

Grandezza	Valore annuo	Valore orario medio	Parametro di conversione
Domanda H_2 industria	16,70 TWh_H_2/anno	1.901 MWh_H_2/h	Distribuzione costante
Synthetic methane target	60,00 TWh_fuel/anno	6.831 MWh_fuel/h	eta = 0,83; quota H_2 = 0,50
H_2 per synthetic methane	36,14 TWh_H_2/anno	4.115 MWh_H_2/h	Calcolato da target fuel
Liquid fuel target	183,52 TWh_fuel/anno	20.893 MWh_fuel/h	eta = 0,60; quota H_2 = 0,38
H_2 per liquid fuel	116,24 TWh_H_2/anno	13.232 MWh_H_2/h	Calcolato da target fuel
Domanda H_2 obbligatoria totale	169,08 TWh_H_2/anno	19.248 MWh_H_2/h	Industria + PtX
Potenza elettrica richiesta	-	23.051 MW_el	Domanda H_2 totale / eta elettrolisi

4.6.3 Priorità operative dello storage H_2

La logica oraria del modulo idrogeno inizia dal livello di storage disponibile all'ora precedente. Nella versione dello script utilizzata per la validazione, la domanda obbligatoria viene coperta prima mediante l'idrogeno già accumulato e, per l'eventuale quota residua, mediante elettrolisi obbligatoria nella stessa ora. È una regola operativa deterministica adottata per rendere esplicita la gestione dello stato, non una strategia ottima di esercizio stagionale. In particolare, essa non confronta il costo opportunità dell'idrogeno stoccato con la disponibilità contemporanea di produzione rinnovabile; una politica alternativa potrebbe utilizzare prioritariamente l'elettrolisi nelle ore di eccedenza e preservare lo storage per i periodi di deficit. Questa differenza viene considerata tra i limiti della metodologia e costituisce un possibile sviluppo del controllore.

Operativamente, dopo il prelievo dallo storage il codice calcola la quota di idrogeno ancora necessaria, determina la potenza elettrica richiesta all'elettrolizzatore, la limita alla

capacità aggregata disponibile e aggiorna il bilancio netto sottraendo l'assorbimento corrispondente. Lo storage svolge quindi una funzione di disaccoppiamento temporale, ma il suo utilizzo è determinato dalla priorità codificata e non da un criterio economico o da una previsione stagionale. Per questo motivo i risultati devono essere letti come esito della regola implementata, non come dimostrazione che tale regola sia la migliore possibile.
Dopo aver determinato l'idrogeno disponibile, lo script lo ripartisce proporzionalmente tra le tre domande obbligatorie. Se la disponibilità è sufficiente, industria, metanazione e liquid fuel ricevono il rispettivo fabbisogno orario. Se invece storage ed elettrolisi, anche alla massima potenza disponibile, non riescono a coprire il fabbisogno complessivo, viene applicato un fattore di scala comune e le quote non soddisfatte sono registrate nei vettori unmet_IND_H2, unmet_H2_methane e unmet_H2_liqfuel. Il modello non crea quindi energia mancante né forza il target: l'eventuale insufficienza emerge esplicitamente come unmet demand ed è utilizzata come indicatore di validazione.

4.6.4 Produzione flessibile da surplus rinnovabile

Una volta soddisfatta la domanda obbligatoria, lo script valuta l'eventuale surplus residuo del bilancio del controllore. Se net_balance è positivo, l'elettrolizzatore può utilizzare tale energia per produrre idrogeno aggiuntivo da accumulare nello storage. La produzione flessibile è limitata da tre vincoli simultanei: surplus elettrico disponibile, potenza residua dell'elettrolizzatore dopo la produzione obbligatoria e spazio disponibile nello storage H_2. La potenza flessibile è quindi calcolata come minimo tra queste tre grandezze. L'idrogeno prodotto viene aggiunto allo storage e il surplus elettrico viene ridotto dell'energia assorbita dagli elettrolizzatori. La logica implementata evita che il modello superi la capacità dell'elettrolizzatore o riempia lo storage oltre il limite massimo. Essa consente inoltre di distinguere, negli output, la produzione obbligatoria da quella flessibile, grazie ai vettori history_el_power_mandatory e history_el_power_flexible.
La Figura 4.3 sintetizza la struttura del modulo idrogeno. La parte superiore rappresenta la copertura della domanda obbligatoria mediante storage ed elettrolisi; la parte centrale mostra la ripartizione verso usi finali e combustibili sintetici; la parte destra introduce la correzione terminale; la parte inferiore ricorda che la fuel cell è prevista dal codice ma disattivata nel caso studiato.

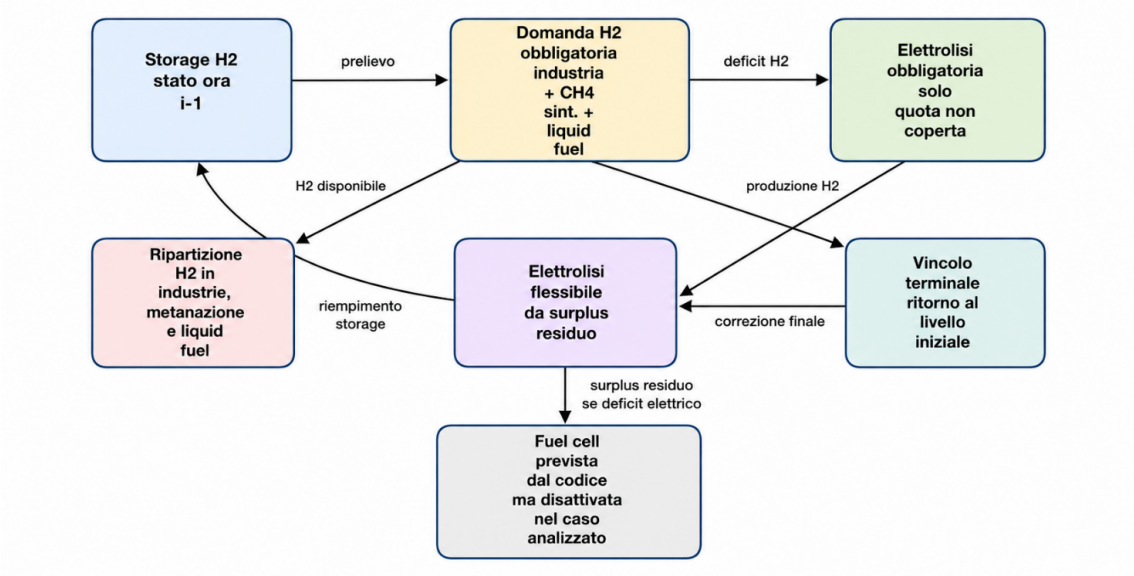


Figura 4.3 - Logica del sottosistema idrogeno e Power-to-X implementata nel codice MATLAB. Fonte: elaborazione propria su script VALIDAZIONE.m.

4.6.5 Vincolo terminale dello storage H_2

Uno dei problemi tipici delle simulazioni annuali con accumuli è la dipendenza dal livello iniziale. Se lo storage parte pieno e termina scarico, il modello ha utilizzato energia accumulata prima dell'inizio dell'anno senza ripristinarla; se parte vuoto e termina pieno, una parte dell'energia prodotta nell'anno non viene utilizzata. Per rendere più coerente il confronto annuale, lo script introduce un vincolo terminale sullo storage H_2.

Il vincolo è applicato nelle ultime 336 ore della simulazione, equivalenti a quattordici giorni. All'inizio della finestra terminale il codice registra il livello dello storage e costruisce una traiettoria verso il livello iniziale, che nelle run definitive è pari a zero. Se lo storage risulta inferiore alla traiettoria obiettivo, la routine può richiedere produzione aggiuntiva di idrogeno compatibilmente con la potenza residua dell'elettrolizzatore.

Il controllo terminale è utilizzato per verificare la coerenza ciclica dello storage rispetto al livello iniziale. Nelle run definitive adottate per la validazione, sia lo scenario 2030 sia lo scenario 2050 sono inizializzati con storage H_2 pari a 0 GWh e terminano con lo stesso livello. Il vincolo di chiusura annuale risulta quindi soddisfatto, con differenza nulla tra stato iniziale e finale.

4.7 Modellazione della mobilità elettrica

4.7.1 Parametri della flotta EV aggregata

La mobilità elettrica è rappresentata come una flotta aggregata, equivalente a una batteria distribuita con domanda di trazione, capacità di accumulo, limiti di potenza e vincoli di disponibilità. Anche in questo caso lo script non descrive il comportamento dei singoli utenti, la localizzazione delle colonnine o la rete di distribuzione. La rappresentazione è nazionale e aggregata: l'obiettivo è stimare l'effetto sistemico delle strategie di ricarica e V2G sul profilo elettrico scambiato con EnergyPLAN.

La domanda annua EV è pari a 41,6 TWh_el/anno. La capacità della batteria aggregata è pari a 643 GWh. Lo stato iniziale di carica è posto al 50%, il livello minimo al 20% e il target di smart charging al 75%. In termini energetici, questi valori corrispondono rispettivamente a 321,5 GWh, 128,6 GWh e 482,25 GWh. La potenza massima aggregata di ricarica è pari a 168 GW, ma il codice considera connesso solo il 70% della flotta; la potenza di carica effettivamente disponibile è quindi pari a 117,6 GW. Per il V2G è utilizzabile al massimo il 20% della capacità di ricarica connessa, pari a 23,52 GW.

Tali valori devono essere interpretati come ipotesi aggregate di scenario e non come dimensionamento puntuale dell'infrastruttura di ricarica. In particolare, la quota connessa del 70% non implica che ogni veicolo sia sempre disponibile per servizi di rete; essa rappresenta una disponibilità media equivalente utilizzata per limitare la potenza controllabile. La modellazione resta quindi coerente con la natura aggregata dello studio, ma la sua interpretazione richiede cautela, soprattutto quando si confrontano i risultati con possibili implementazioni infrastrutturali reali.

Come riportato in Tabella 4.5, il modulo EV include parametri energetici, vincoli di potenza, rendimenti e condizioni terminali. Queste grandezze definiscono il comportamento della flotta nel ciclo orario.

Tabella 4.5 - Parametri principali della flotta EV aggregata implementata in MATLAB. Fonte: elaborazione propria su script VALIDAZIONE.m.

Parametro	**Valore**	**Unità**	**Significato**
Domanda EV annua	41,6	TWh_el/anno	Energia richiesta dalla trazione elettrica.

Parametro	Valore	Unità	Significato
Capacità batteria aggregata	643	GWh	Accumulo EV equivalente.
SOC iniziale	50	%	Livello iniziale pari a 321,5 GWh.
SOC minimo	20	%	Riserva minima pari a 128,6 GWh.
SOC target	75	%	Obiettivo smart charging pari a 482,25 GWh.
Look-ahead	24	h	Orizzonte per stimare la domanda di trazione futura.
Potenza ricarica aggregata	168	GW	Limite massimo teorico di ricarica.
Quota connessa	70	%	Disponibilità media equivalente della flotta.
Potenza ricarica connessa	117,6	GW	Potenza massima effettivamente usabile in carica.
Potenza V2G connessa	23,52	GW	Limite massimo di immissione V2G.
Efficienza ricarica	0,925	-	Rendimento della fase di carica.
Efficienza inverter V2G	0,90	-	Rendimento della restituzione alla rete.
Finestra terminale EV	168	h	Periodo finale per riportare il SOC al livello iniziale.

4.7.2 Domanda di trazione e profilo temporale

La domanda di trazione EV viene costruita a partire dal file IT Transport demand.txt. Come descritto in precedenza, il profilo viene letto, pulito da valori non validi, normalizzato e moltiplicato per la domanda annua pari a 41,6 TWh. Il risultato è il vettore EV_drive_demand_MWh, espresso in MWh/h, che indica quanta energia deve essere sottratta alla batteria aggregata in ciascuna ora per soddisfare la mobilità.

Nel ciclo orario, la domanda di trazione è trattata prima delle strategie di ricarica flessibile. All'inizio di ogni ora il codice legge lo stato EV dell'ora precedente. Se l'energia disponibile non è sufficiente a coprire la domanda di guida, viene attivata una carica di emergenza. Successivamente l'energia per trazione viene sottratta dallo storage. La quantità di domanda eventualmente non servita viene registrata nel vettore unmet_EV_drive.

Questa sequenza permette di mantenere esplicita la funzione primaria dei veicoli: garantire il servizio di mobilità. La batteria aggregata può contribuire alla flessibilità del sistema elettrico, ma non può essere scaricata o gestita in modo da compromettere la domanda di trazione. La presenza di unmet_EV_drive consente di verificare nel Capitolo 5 se le regole adottate hanno garantito la continuità del servizio.

4.7.3 Emergency charging e continuità del servizio di mobilità

L'emergency charging viene attivato quando lo storage EV corrente è inferiore alla domanda di trazione dell'ora. In tal caso il codice calcola l'energia mancante e ricarica la batteria entro il limite della potenza connessa e dell'efficienza di carica. Questa ricarica viene sottratta dal bilancio netto dell'ora, anche se il sistema non presenta surplus. La logica è necessaria perché la mobilità non può dipendere esclusivamente dalla disponibilità di energia rinnovabile residua: se un veicolo deve effettuare uno spostamento, l'energia deve essere disponibile, anche a costo di aumentare il fabbisogno elettrico della rete.

Questa scelta consente di correggere l'ambiguità tra ricarica non coordinata e ricarica da surplus. Nel codice, la variabile EV_dump_charge non rappresenta tutta la ricarica non programmata necessaria alla mobilità, ma soltanto l'assorbimento del surplus residuo dopo le priorità principali. La continuità del servizio di mobilità è invece garantita dall'emergency charging e dallo smart charging con riserva dinamica. Per questo motivo, nella descrizione metodologica è preferibile indicare EV_dump_charge come ricarica da surplus residuo, evitando di assimilarla completamente al concetto generale di dumb charging.

4.7.4 Smart charging con orizzonte previsionale a 24 ore

Lo smart charging è implementato attraverso un target dinamico di stato di carica. Per ogni ora, lo script calcola la domanda di trazione prevista nelle successive 24 ore mediante un look-ahead circolare. Il modello considera quindi sia il SOC minimo, pari al 20% della capacità, sia l'energia necessaria a coprire la domanda di guida nel breve periodo successivo. Il target di riserva è definito come il massimo tra SOC minimo ed energia richiesta dal look-ahead, limitato alla capacità massima della batteria.

Il target di smart charging è poi calcolato come massimo tra il target generale del 75% e la riserva dinamica, sempre rispettando il limite di capacità. Se il bilancio netto dell'ora è positivo, la ricarica smart utilizza il surplus disponibile per avvicinare lo storage al target. Se invece il bilancio è negativo ma la riserva minima dinamica non è garantita, il codice può comunque attivare una ricarica forzata, aumentando il fabbisogno elettrico dell'ora. Questa logica riflette un compromesso tra flessibilità di rete e necessità di mobilità: il sistema cerca di caricare quando l'energia è disponibile, ma non sacrifica la riserva necessaria agli spostamenti futuri.

L'uso di un look-ahead circolare evita che nelle ultime ore dell'anno il modello riduca artificialmente il livello di sicurezza perché non vede domanda futura oltre il 31 dicembre. Nelle ore finali, l'orizzonte di 24 ore considera quindi anche le prime ore dell'anno successivo, mantenendo un comportamento coerente con la natura ciclica della simulazione annuale.

4.7.5 Ricarica da surplus residuo

Dopo l'emergency charging e lo smart charging, se il bilancio netto rimane positivo e la batteria EV dispone ancora di spazio, lo script attiva la ricarica da surplus residuo. Questa modalità è registrata nella variabile EV_dump_charge. Nel contesto del codice, essa non indica una ricarica incontrollata basata sul comportamento spontaneo degli utenti, ma una ricarica addizionale che assorbe energia elettrica altrimenti non utilizzata dal controllore. La potenza di ricarica da surplus è limitata dalla potenza connessa residua e dallo spazio disponibile fino al limite superiore ammesso in quell'ora. In condizioni ordinarie il limite superiore coincide con la capacità massima della batteria; durante la finestra terminale, invece, può essere influenzato dalla traiettoria di ritorno al SOC iniziale. L'energia caricata viene moltiplicata per l'efficienza di ricarica e aggiunta allo storage EV.

4.7.6 Vehicle-to-Grid

Il Vehicle-to-Grid viene attivato quando il bilancio netto del controllore è negativo e la batteria aggregata dispone di energia eccedente rispetto alla riserva dinamica. La potenza ceduta alla rete è limitata da tre vincoli: deficit elettrico dell'ora, potenza V2G connessa e quantità di energia disponibile sopra il target di riserva, corretta per l'efficienza dell'inverter. Dopo la scarica, lo storage EV viene aggiornato sottraendo l'energia prelevata dalla batteria.

La logica implementata evita che il V2G comprometta la mobilità futura. Il codice non permette di scaricare la batteria sotto il target di riserva, che include il SOC minimo e la domanda di trazione prevista nelle successive 24 ore. In questo modo il V2G è trattato come servizio subordinato alla funzione primaria dei veicoli. L'energia restituita alla rete viene registrata in history_EV_V2G e sottratta dalla domanda elettrica modificata.

La Figura 4.4 riassume l'ordine delle decisioni del modulo EV. La domanda di trazione viene soddisfatta prima delle strategie di flessibilità; lo smart charging usa un target dinamico; la ricarica da surplus assorbe energia residua; il V2G interviene solo in deficit e sopra la riserva. Questa sequenza è fondamentale per interpretare correttamente gli output EV del Capitolo 5.

Il modulo EV opera nello stesso ciclo orario del modulo H_2, ma non in parallelo matematico. La variabile net_balance viene aggiornata sequenzialmente: le operazioni H_2/PtX sono valutate prima delle strategie EV, che ricevono quindi il residuo lasciato dal blocco idrogeno. Ne deriva una priorità implicita del codice. Inoltre, prima dell'intervento di MATLAB, il segnale di bilancio deriva da una run EnergyPLAN nella quale sono già stati determinati gli assorbimenti e i flussi delle tecnologie rimaste interne al modello. In termini di ordine operativo, il dispatch interno EnergyPLAN costituisce quindi il livello a monte; MATLAB applica poi H_2/PtX e successivamente EV. Poiché la successiva run annuale di EnergyPLAN può ridistribuire nuovamente storage e generazione interna, questa priorità non equivale a una graduatoria economica globale e deve essere considerata una caratteristica dell'algoritmo.

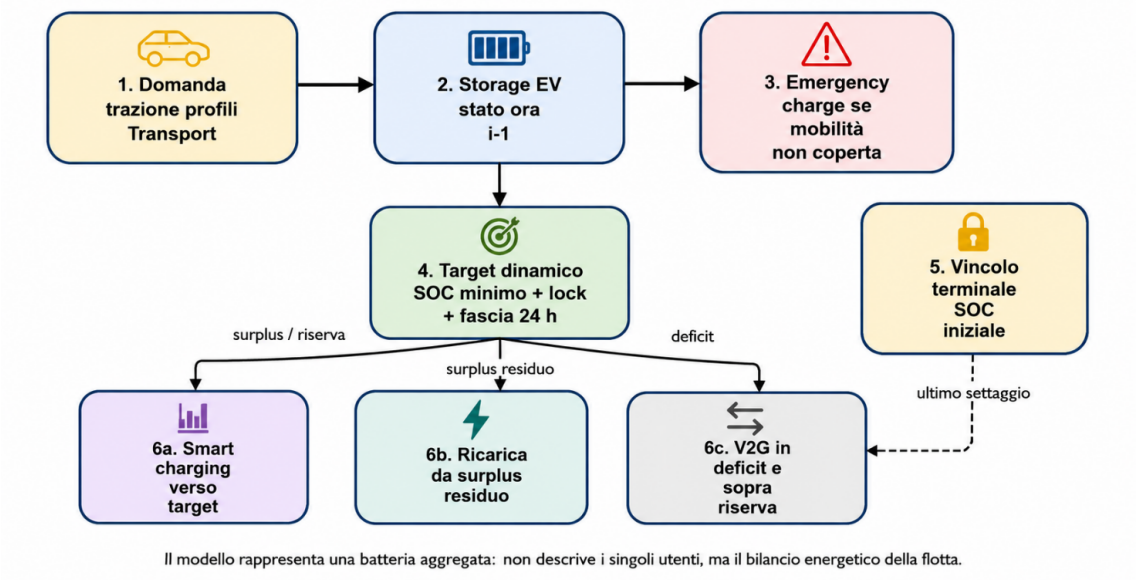


Figura 4.4 - Logica della flotta EV aggregata e delle strategie di ricarica implementate in MATLAB. Fonte: elaborazione propria su script VALIDAZIONE.m.

4.7.7 Vincolo terminale dello storage EV

Analogamente allo storage H_2, anche lo storage EV è soggetto a un vincolo terminale. La finestra di correzione ha durata pari a 168 ore, cioè una settimana. All'inizio della finestra il codice registra il livello dello storage e costruisce una traiettoria lineare verso il SOC iniziale, pari al 50% della capacità. L'obiettivo è evitare che la simulazione termini con una batteria aggregata molto più carica o più scarica rispetto alla condizione iniziale.

Il vincolo terminale può attivare sia una carica sia una scarica correttiva. Se lo storage è inferiore alla traiettoria obiettivo, il codice usa la potenza di carica residua per aumentarlo; se è superiore, può attivare una scarica V2G terminale, nel rispetto del limite di potenza disponibile. La correzione viene applicata dopo le decisioni H_2, in modo da evitare cicli artificiali nello stesso passo orario tra scarica EV ed elettrolisi.

La chiusura ciclica dello storage EV è un indicatore importante per il confronto annuale. Se la differenza tra livello finale e livello iniziale fosse elevata, parte del risultato dipenderebbe dal consumo o dall'accumulo netto di energia nella batteria aggregata durante l'anno. Per questa ragione lo script stampa un warning se la differenza supera la tolleranza definita.

4.8 Aggiornamento della domanda elettrica modificata

4.8.1 Componenti positive e negative della domanda elettrica netta

Alla fine di ogni iterazione oraria, MATLAB costruisce la domanda elettrica modificata che verrà passata a EnergyPLAN. Questa grandezza rappresenta l'interfaccia principale tra i due ambienti. Le componenti positive aumentano la domanda elettrica: elettrolisi obbligatoria, elettrolisi flessibile, correzione terminale H_2, ricarica EV da surplus, smart charging ed emergency charging. Le componenti negative riducono la domanda elettrica netta: produzione elettrica da fuel cell e scarica V2G.

La relazione implementata nello script può essere scritta, in forma testuale copiabile, come segue:

EL_dem_mod(t) = EL_dem(t) + P_H2_mandatory(t) + P_H2_flexible(t) + P_H2_terminal(t) + P_EV_dump(t) + P_EV_smart(t) + P_EV_emergency(t) - P_FC(t) - P_V2G(t)

Nel caso analizzato, P_FC(t) è nullo perché la fuel cell è disattivata. La formula rimane però valida come struttura generale del codice. La domanda modificata non include nuovamente i carichi interni di EnergyPLAN che restano gestiti dal software, come pompe di calore o storage elettrici interni; include soltanto gli effetti dei sottosistemi esterni che MATLAB deve trasferire al modello energetico.

Come riportato in Tabella 4.6, ogni componente della domanda modificata ha una convenzione di segno precisa. Questa convenzione è essenziale per evitare errori di bilancio e per interpretare i grafici diagnostici sugli effetti netti di H_2 ed EV.

Tabella 4.6 - Componenti della domanda elettrica modificata trasferita a EnergyPLAN. Fonte: elaborazione propria su script VALIDAZIONE.m.

Componente	**Segno su EL_dem_mod**	**Significato fisico**
EL_dem	positivo	Domanda elettrica fissa iniziale letta da EnergyPLAN.
el_power_mandatory	positivo	Elettricità assorbita per produrre H_2 obbligatorio.
el_power_flexible	positivo	Elettricità assorbita da elettrolisi flessibile da surplus.

Componente	Segno su EL_dem_mod	Significato fisico
el_power_H2_terminal	positivo	Elettricità usata per chiudere ciclicamente lo storage H_2.
EV_dump_charge	positivo	Ricarica EV da surplus residuo.
EV_smart_charge	positivo	Ricarica EV verso target o riserva dinamica.
EV_emergency_charge	positivo	Ricarica forzata per garantire la domanda di trazione.
H2_to_FC * eta_FC	negativo	Produzione elettrica da fuel cell, nulla nel caso analizzato.
EV_V2G_to_grid	negativo	Energia restituita alla rete tramite V2G.

4.8.2 Normalizzazione del profilo e scrittura di EL_dem_mod.txt

EnergyPLAN richiede che il profilo di domanda elettrica sia fornito come distribuzione temporale normalizzata, mentre il valore annuale della domanda è inserito come parametro separato. Per questo motivo MATLAB mantiene internamente la serie assoluta EL_dem_mod_MWh, espressa in MWh/h, ma scrive nel file EL_dem_mod.txt il profilo normalizzato. La normalizzazione viene effettuata dividendo ogni valore per il massimo della serie.

Parallelamente, lo script calcola la domanda elettrica annuale modificata come somma di EL_dem_mod_MWh divisa per 10^6, ottenendo un valore in TWh/anno. Tale valore viene passato a EnergyPLAN tramite il parametro Input_el_demand_Twh, riportando nel testo la denominazione effettivamente utilizzata nel file di input. Il nome del profilo viene invece aggiornato tramite Filnavn_elbehov, impostato a EL_dem_mod.txt. In questo modo il modello riceve contemporaneamente l'energia annuale corretta e la forma oraria del nuovo carico.

Questa procedura evita di confondere grandezza annuale e distribuzione temporale. Se MATLAB passasse soltanto il profilo senza aggiornare la domanda annua, EnergyPLAN manterrebbe una scala energetica errata. Se invece aggiornasse soltanto la domanda annua senza modificare il profilo, perderebbe l'informazione oraria introdotta dai sottosiste-

mi H_2 ed EV. L'interfaccia si basa quindi sull'aggiornamento simultaneo di entrambe le grandezze.

4.8.3 Riesecuzione iterativa di EnergyPLAN

Dopo la scrittura del nuovo profilo, MATLAB richiama EnergyPLAN aggiornando la domanda elettrica annuale, il file di distribuzione e l'impostazione idroelettrica. EnergyPLAN esegue una nuova simulazione annuale e restituisce una matrice hourly-Data_updated. Lo script utilizza l'output aggiornato dell'ora corrente per registrare importazioni e CEEP e, per le ore successive, aggiorna il bilancio netto del controllore.
È importante notare che EnergyPLAN ricalcola l'intero anno a ogni esecuzione, non soltanto l'ora appena modificata. MATLAB conserva le decisioni esterne già prese nelle ore precedenti e utilizza il nuovo output soprattutto per aggiornare il feedback delle ore non ancora elaborate; EnergyPLAN, al contrario, può modificare anche il dispatch di ore precedenti perché i propri accumuli e le proprie strategie interne vengono nuovamente risolti sull'intero profilo annuale. Ne deriva una forma di dipendenza dal percorso: lo stato degli storage esterni è costruito sequenzialmente da MATLAB, mentre gli output sistemici finali appartengono all'ultima simulazione annuale EnergyPLAN. Per questo motivo CEEP, importazioni e fuel balance non devono essere ricostruiti sommando meccanicamente i soli contributi MATLAB ora per ora; la verifica finale deve utilizzare gli output dell'ultima run e interpretare eventuali differenze come risultato del ridispatch complessivo.
Questa scelta preserva il feedback con il modello integrato, ma costituisce anche la principale ragione dell'elevato costo computazionale: una singola simulazione EnergyPLAN viene sostituita da migliaia di riesecuzioni annuali. Inoltre, il fatto che il dispatch interno possa cambiare tra una run e la successiva impedisce di interpretare la procedura come una replica perfettamente equivalente del dispatch EnergyPLAN-only. La co-simulazione deve quindi essere valutata sulla tracciabilità dei fabbisogni esternalizzati e sulla coerenza dei bilanci finali, dichiarando separatamente gli scostamenti sistemici generati dalla diversa sequenza operativa.

4.9 Output, controlli e indicatori prodotti dallo script

4.9.1 File orari di output

La procedura genera numerosi file orari, tutti salvati nella cartella Results. Tali file non sono semplici output accessori, ma strumenti di controllo della co-simulazione. Essi permettono di ricostruire, ora per ora, la produzione di idrogeno, il livello dello storage H_2, la destinazione dell'idrogeno, la produzione di synthetic methane e liquid fuel, la domanda EV servita, le diverse modalità di ricarica, la scarica V2G, lo storage EV, importazioni, CEEP e domanda elettrica modificata.

La scelta di salvare separatamente i contributi consente di verificare l'assenza di compensazioni nascoste. Ad esempio, il solo valore annuale della domanda modificata non permette di capire quanta parte derivi da elettrolisi obbligatoria, quanta da ricarica EV e quanta sia compensata da V2G. I file H2_net_grid_effect.txt ed EV_net_grid_effect.txt permettono invece di isolare l'effetto netto dei due sottosistemi sulla rete.

4.9.2 Summary finale della co-simulazione

Al termine del ciclo, lo script scrive il file PtX_EV_summary.txt. Questo file raccoglie gli indicatori annuali principali relativi ai sottosistemi esterni: produzione totale di idrogeno, livello iniziale e finale dello storage H_2, produzione di combustibili sintetici, domande H_2 non soddisfatte, energia di trazione EV servita, V2G e livello iniziale e finale dello storage EV. Per importazioni, esportazioni e CEEP, la validazione finale utilizza invece direttamente il prospetto orario e annuale prodotto da EnergyPLAN, identificando le grandezze tramite le rispettive intestazioni. Questa scelta evita che eventuali variazioni dell'indicizzazione delle colonne tra versioni del software alterino l'interpretazione degli indicatori di sistema.

Il summary include inoltre il controllo degli EV interni EnergyPLAN. Lo script riporta domanda EV interna, carica interna, scarica V2G interna e massimo storage EV interno calcolati da EnergyPLAN. Tali valori devono risultare nulli o trascurabili, perché EV e V2G sono modellati esternamente in MATLAB. Questo controllo rappresenta una verifica esplicita contro il doppio conteggio.

Un ulteriore gruppo di indicatori riguarda il bilancio del controllore: produzione rinnovabile usata dal controllo, produzione rinnovabile usata per reporting, domanda elettrica completa e bilancio algebrico annuale. Questi valori sono utili per interpretare la logica

decisionale di MATLAB e per distinguere il bilancio del controllore dagli output finali di EnergyPLAN.

4.9.3 Calcolo dei costi delle tecnologie modellate in MATLAB

Lo script include anche una sezione economica riferita alle tecnologie modellate esternamente. I costi non costituiscono il nucleo dell'analisi del presente capitolo, ma sono calcolati per mantenere coerenza con il perimetro economico del file LSS e per evitare che le tecnologie trasferite a MATLAB scompaiano dal confronto. Il codice considera elettrolizzatori, storage H_2, metanazione, liquid fuel e, formalmente, EV/V2G. Nel caso LSS i parametri economici EV/V2G presenti nel file di riferimento sono posti a zero: il risultato nullo dello script riflette quindi l'input ereditato e non implica che veicoli, infrastrutture di ricarica o cicli V2G abbiano costo economico reale nullo.

Per ciascuna tecnologia lo script calcola investimento totale, Capital Recovery Factor, costo annualizzato di investimento, costi fissi di esercizio e manutenzione e costi variabili. Il tasso di interesse è pari al 3%. I risultati sono scritti nel file costi matlab.txt. Questa struttura consente, in eventuali sviluppi futuri, di modificare i parametri economici o introdurre costi variabili non nulli senza riscrivere la logica complessiva.

La Tabella 4.7 riassume i principali file e output generati dalla procedura, suddivisi per categoria. Tale organizzazione prepara l'analisi del Capitolo 5, nel quale gli output saranno interpretati per verificare la coerenza energetica del modello.

Tabella 4.7 - Principali output generati dalla procedura di co-simulazione. Fonte: elaborazione propria su script VALIDAZIONE.m.

Categoria	**File o grandezza**	**Informazione contenuta**
Idrogeno	H2_produced.txt; H2_storage.txt	Produzione oraria e livello dello storage H_2.
Domande H_2	H2_to_industry.txt; H2_to_methane.txt; H2_to_liqfuel.txt	Destinazione dell'idrogeno prodotto o prelevato dallo storage.
Unmet H_2	Unmet_IND_H2.txt; Unmet_H2_methane.txt; Unmet_H2_liqfuel.txt	Eventuali domande H_2 non soddisfatte.
Combustibili sintetici	SynMethane_produced.txt; LiqFuel_produced.txt	Produzione oraria di synthetic methane e liquid fuel.

Categoria	File o grandezza	Informazione contenuta
Mobilità elettrica	EV_drive_demand.txt; EV_storage.txt	Domanda di trazione servita e SOC aggregato EV.
Strategie EV	EV_dump_charge.txt; EV_smart_charge.txt; EV_emergency_charge.txt; EV_V2G_discharge.txt	Ricariche e scarica V2G per ciascuna ora.
Interfaccia	EL_dem_mod.txt; H2_net_grid_effect.txt; EV_net_grid_effect.txt	Domanda modificata e contributi netti di H_2 ed EV.
Risultati EnergyPLAN	output EnergyPLAN finale; Energy-PLAN_storage_levels.csv	Import, export e CEEP verificati sulle intestazioni dell'output finale; livelli degli storage interni.
Sintesi	PtX_EV_summary.txt; costi matlab.txt	Indicatori annuali e costi delle tecnologie MATLAB.

4.9.4 Grafici diagnostici generati dalla procedura

Oltre ai file numerici, lo script genera grafici diagnostici in formato .jpg e .fig. Essi visualizzano la produzione e lo storage di idrogeno, il confronto tra domanda modificata e produzione rinnovabile, import/export e CEEP, combustibili sintetici, ricarica EV e V2G, storage EV, effetto netto di H_2 ed EV sulla domanda elettrica e livelli degli storage interni EnergyPLAN.

La funzione di questi grafici è prevalentemente diagnostica. Essi permettono di individuare rapidamente anomalie, ad esempio storage che si svuotano completamente, ricariche concentrate in modo eccessivo, importazioni residue elevate o differenze significative tra domanda originale e domanda modificata. Nel Capitolo 5 alcuni di questi grafici potranno essere utilizzati per discutere i risultati della validazione.

La Figura 4.5 sintetizza la struttura degli output prodotti. I file sono organizzati in categorie coerenti con i principali blocchi del modello: H_2/PtX, EV, interfaccia MATLAB-EnergyPLAN, storage interni, summary, costi e grafici. Questa organizzazione rende la procedura più riproducibile e facilita il controllo dei risultati.

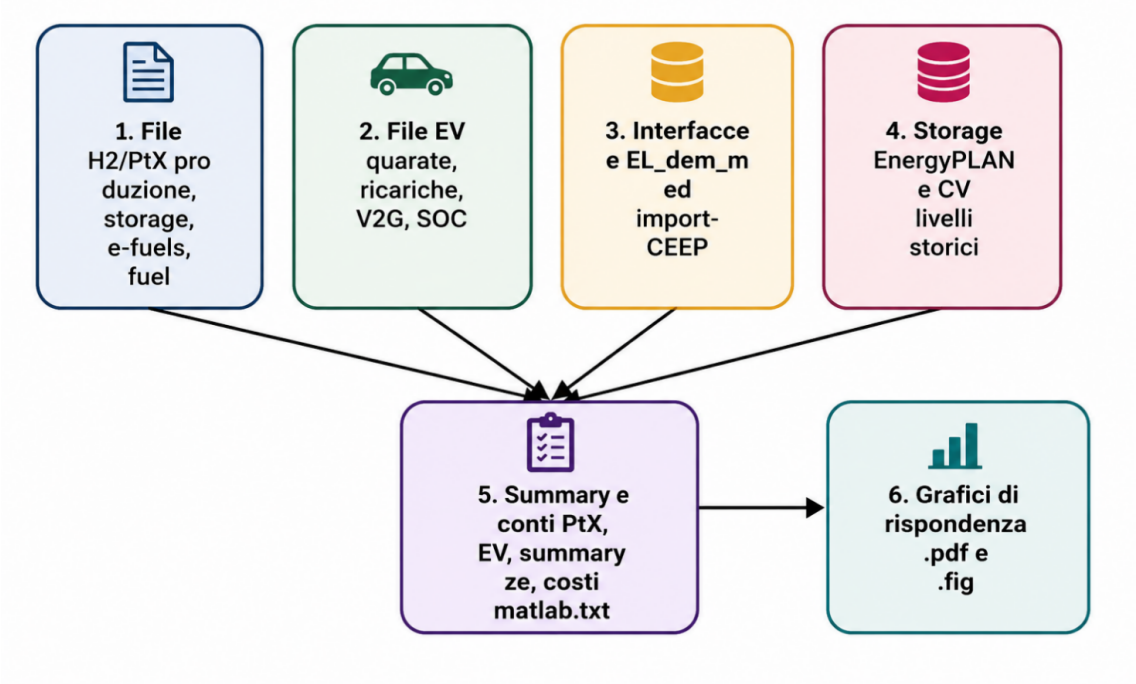


Figura 4.5 - Organizzazione degli output e dei controlli generati dalla procedura. Fonte: elaborazione propria su script VALIDAZIONE.m.

4.10 Sintesi della metodologia

Il Capitolo 4 ha formalizzato la metodologia di co-simulazione sviluppata nella tesi. EnergyPLAN fornisce la simulazione oraria del sistema energetico nazionale, mentre MATLAB applica regole operative esterne per idrogeno/PtX e mobilità elettrica. L'accoppiamento avviene attraverso la domanda elettrica modificata: MATLAB legge gli output EnergyPLAN, aggiorna lo stato degli accumuli esterni, calcola i contributi elettrici dei sottosistemi e riscrive il profilo EL_dem_mod.txt insieme al corrispondente valore annuale della domanda.

La procedura è sequenziale e a passo orario. In ogni iterazione, il controllore valuta il bilancio netto, soddisfa le domande obbligatorie di idrogeno, gestisce la produzione flessibile, aggiorna la flotta EV attraverso emergency charging, smart charging, ricarica da surplus e V2G, e infine rilancia EnergyPLAN con il profilo modificato. Gli storage H_2 ed EV sono trattati come variabili di stato e sono soggetti a vincoli terminali che ne rendono più coerente il confronto annuale.

La metodologia presenta due caratteristiche fondamentali. La prima è la tracciabilità: ogni flusso rilevante è salvato in un vettore e in un file di output, consentendo controlli su bilanci, storage, unmet demand e doppie contabilizzazioni. La seconda è la modularità:

i parametri tecnici, economici e operativi possono essere modificati per costruire scenari alternativi o analisi di sensitività. Il capitolo successivo utilizzerà gli output generati dalla procedura per valutare il comportamento del modello e verificare la coerenza della co-simulazione applicata allo scenario LSS.

5. Risultati e validazione della procedura di co-simulazione

Il presente capitolo analizza i risultati ottenuti dall'applicazione della procedura descritta nel Capitolo 4 e ne valuta la coerenza rispetto agli obiettivi metodologici della tesi. La validazione non è intesa come dimostrazione della correttezza previsionale degli scenari energetici considerati, ma come verifica del funzionamento dell'interfaccia MATLAB–EnergyPLAN. L'attenzione è quindi posta sul modo in cui lo script trasferisce correttamente gli effetti dei sottosistemi esterni, mantiene la continuità temporale degli accumuli, evita doppie contabilizzazioni e produce risultati interpretabili rispetto alla simulazione eseguita direttamente in EnergyPLAN.

L'analisi viene sviluppata su due casi. Il primo è lo scenario LSS al 2050, già descritto nel Capitolo 3, caratterizzato da elevata penetrazione rinnovabile, forte elettrificazione e ruolo strutturale dei sottosistemi idrogeno, Power-to-X e mobilità elettrica. Questo scenario rappresenta il banco di prova principale della metodologia, poiché sollecita in modo rilevante sia il modulo idrogeno sia il modulo EV. Il secondo caso è uno scenario italiano al 2030 coerente con un orizzonte di medio periodo e con una presenza molto più limitata delle tecnologie esternalizzate. Esso è utilizzato come test di robustezza, cioè per verificare che lo script sia in grado di adattarsi anche a un sistema meno estremo e non introduca artificialmente contributi energetici assenti nello scenario.

Per ciascun caso viene inizialmente richiamata la simulazione di riferimento eseguita in EnergyPLAN. Successivamente vengono discussi gli output della co-simulazione EnergyPLAN–MATLAB, con attenzione ai bilanci annuali, agli andamenti orari e agli indicatori diagnostici prodotti dallo script. L'impostazione del capitolo è volutamente orientata ai risultati: le regole operative dell'algoritmo non vengono ripetute in dettaglio, poiché sono già state formalizzate nel Capitolo 4. Esse vengono richiamate solo quando necessario per interpretare il comportamento osservato nei grafici e nelle tabelle.

Il capitolo è organizzato in modo da evitare duplicazioni tra le due analisi. I criteri di validazione sono definiti una sola volta nella sezione iniziale; le sezioni dedicate agli scenari 2050 e 2030 applicano poi la stessa griglia di lettura, ma con un diverso livello di detta-

glio. Lo scenario 2050 richiede una trattazione più estesa, poiché coinvolge pienamente H_2, PtX ed EV. Lo scenario 2030 viene invece discusso in forma più sintetica, evidenziando soprattutto la capacità dello script di riconfigurarsi su parametri diversi e di mantenere inattivi i moduli non presenti nello scenario.

5.1 Impostazione dell'analisi di validazione

La validazione della procedura è impostata come confronto tra due configurazioni di calcolo che devono, per quanto possibile, fornire gli stessi servizi energetici. La prima è la simulazione EnergyPLAN-only, nella quale idrogeno, combustibili sintetici ed EV sono gestiti dal modello secondo i parametri dello scenario; la seconda è la co-simulazione, nella quale le stesse funzioni selezionate vengono esternalizzate e reintrodotte attraverso il profilo elettrico modificato. Il confronto non richiede che la domanda elettrica aggregata coincida voce per voce, perché i due ambienti contabilizzano diversamente cariche, perdite e conversioni, ma richiede che i fabbisogni finali assunti come vincolo — domanda H_2, target PtX e domanda di trazione EV — restino invariati quando sono presenti nel caso sorgente.

Questo tipo di validazione è particolarmente adatto al lavoro svolto, perché il contributo della tesi non consiste nella costruzione di un nuovo scenario ottimizzato, ma nello sviluppo di un'interfaccia di simulazione. Ne consegue che il criterio di successo non è la minimizzazione automatica di una funzione obiettivo, bensì la coerenza dei flussi energetici, la tracciabilità delle modifiche apportate da MATLAB e la capacità di chiudere correttamente le variabili di stato. In altri termini, lo script è considerato valido se produce effetti compatibili con le ipotesi dichiarate e se tali effetti possono essere ricostruiti quantitativamente dagli output generati.

Nel caso 2050 tale condizione può essere verificata quantitativamente: l'assorbimento elettrico annuo attribuito all'elettrolisi è pari a 202,48 TWh nel riferimento EnergyPLAN-only e a 202,72 TWh nella nuova co-simulazione, con uno scostamento di circa 0,24 TWh (+0,12%). La domanda di trazione EV mantenuta nel modulo esterno resta pari a 41,60 TWh/anno. Pertanto, una variazione di CEEP non deve essere interpretata come conseguenza di una diversa capacità rinnovabile o di una diversa quantità annua di servizio richiesta, bensì come effetto della distribuzione temporale dei carichi, delle perdite, degli stati degli accumuli e del ridispatch EnergyPLAN. Nel 2030, analogamente, i fabbi-

sogni H_2 e PtX sono ereditati dal file sorgente, mentre la domanda EV/V2G è nulla in entrambe le configurazioni per scelta dello scenario, non per decisione introdotta durante la validazione.

L'analisi considera due livelli di risultato. Il primo è annuale e comprende domanda elettrica, produzione rinnovabile, consumi di combustibile, emissioni, importazioni, esportazioni e CEEP. Questo livello consente di verificare se la co-simulazione altera in modo coerente il bilancio complessivo del sistema. Il secondo livello è orario e riguarda soprattutto lo stato degli accumuli, la produzione di idrogeno, le ricariche EV, il V2G e l'evoluzione degli eccessi elettrici. Questo livello permette di individuare eventuali anomalie che resterebbero nascoste in una semplice tabella annuale.

Nella lettura dei risultati è inoltre necessario distinguere tra output finali di EnergyPLAN e output diagnostici di MATLAB. EnergyPLAN restituisce gli indicatori di sistema dopo aver ricalcolato il dispatch complessivo sulla base della domanda modificata. MATLAB, invece, salva i contributi dei sottosistemi esterni, come produzione H_2, utilizzo dello storage, ricariche EV e V2G. La validazione nasce dall'incrocio di questi due insiemi di informazioni: un risultato annuale può essere considerato robusto solo se risulta coerente sia con la risposta finale di EnergyPLAN sia con i vettori orari prodotti dallo script.

5.1.1 Configurazioni simulate

Le configurazioni considerate sono riassunte nella Tabella 5.1. Per lo scenario 2050, la simulazione EnergyPLAN-only utilizza il file LSS_modello, nel quale i sottosistemi idrogeno, Power-to-X ed EV sono rappresentati direttamente all'interno di EnergyPLAN secondo la struttura del file di input. La co-simulazione utilizza invece la versione dello scenario in cui le componenti da esternalizzare sono disattivate nel modello principale e gestite da MATLAB. Gli effetti elettrici risultanti vengono restituiti a EnergyPLAN attraverso la domanda modificata.

Per lo scenario 2030 il principio è analogo, ma la configurazione tecnologica è molto diversa e deve essere letta alla luce della Sezione 3.8. Il file sorgente, sviluppato in un precedente contesto di modellazione, assegna 3 GW agli elettrolizzatori, 72 GWh allo storage H_2, 2,47 TWh_H_2/anno all'import ex ante e non contiene domanda EV/V2G. La co-simulazione non introduce tali scelte: le conserva per verificare che l'esternalizzazione riproduca i fabbisogni esistenti senza aggiungere carichi assenti. Il caso 2030 è quindi utilizzato come stress-test dell'interfaccia e non come rappresentazione aggiornata della

maturità relativa di idrogeno ed elettromobilità.

Questa doppia applicazione è utile perché consente di valutare due aspetti diversi della metodologia. Il caso 2050 verifica la capacità dello script di gestire un sistema complesso, con flussi H_2 ed EV rilevanti. Il caso 2030 verifica invece la capacità dello stesso codice di non forzare contributi inesistenti e di adattarsi a un file EnergyPLAN con struttura, scala e parametri differenti.

Tabella 5.1 - Configurazioni utilizzate per la validazione della procedura. Fonte: elaborazione propria su output EnergyPLAN e risultati MATLAB.

Scenario	**Configurazione**	**Ruolo nel confronto**	**Aspetti verificati**
2050 LSS	EnergyPLAN-only	Riferimento di sistema per lo scenario fortemente decarbonizzato	Bilancio annuale, CEEP, produzione rinnovabile, consumi, emissioni e costi complessivi.
2050 LSS	Co-simulazione EnergyPLAN–MATLAB	Applicazione completa della metodologia sviluppata	H_2/PtX, EV, V2G, chiusura degli storage e trasferimento della domanda modificata.
2030 PNIEC	EnergyPLAN-only	Riferimento di medio periodo con minore penetrazione dei sottosistemi esterni	Bilancio elettrico, CEEP, import/export, consumi fossili ed emissioni.
2030 PNIEC	Co-simulazione EnergyPLAN–MATLAB	Test di adattabilità dello script a uno scenario meno spinto	Uso dell'import H_2, produzione limitata di liquid fuel, modulo EV inattivo e assenza di doppio conteggio.

5.1.2 Indicatori di confronto

Gli indicatori selezionati sono stati scelti in modo da coprire sia la risposta complessiva del sistema sia il comportamento dei sottosistemi esterni. Non tutti gli indicatori hanno la stessa importanza nei due scenari: ad esempio, il V2G è centrale nel 2050 ma nullo nel 2030; al contrario, nello scenario 2030 assume rilievo l'import di idrogeno, assente nel

caso 2050. La stessa griglia di lettura viene comunque mantenuta per rendere confrontabili i due casi.

Gli indicatori di sistema sono ricavati dagli output EnergyPLAN finali. Essi includono domanda elettrica, produzione da fonti rinnovabili, CEEP, importazioni, esportazioni, consumi di combustibile, emissioni di CO_2 e costi annuali. Queste grandezze descrivono l'effetto della co-simulazione sul modello energetico complessivo. La domanda elettrica è particolarmente importante perché rappresenta la variabile di interfaccia: ogni contributo di H_2 ed EV viene infine tradotto in una variazione del profilo elettrico fornito a EnergyPLAN.

Gli indicatori dei sottosistemi esterni sono invece ricavati dal file PtX_EV_summary e dai vettori salvati da MATLAB. Essi comprendono produzione totale di idrogeno, destinazione dell'idrogeno verso industria e combustibili sintetici, produzione di synthetic methane e liquid fuel, livelli iniziali e finali degli storage H_2 ed EV, domande non soddisfatte, energia di trazione EV servita, ricarica da surplus, smart charging, emergency charging e V2G. Questi valori sono indispensabili per verificare che lo script non si limiti a produrre un profilo elettrico plausibile, ma rispetti anche i vincoli interni dichiarati.

La Tabella 5.2 sintetizza il significato dei principali indicatori utilizzati nel capitolo. La loro interpretazione deve sempre essere legata alla scala dello scenario: valori elevati di CEEP nel 2050 non hanno lo stesso significato di valori più ridotti nel 2030, perché cambiano capacità rinnovabile, domanda elettrica e tecnologie flessibili disponibili.

Tabella 5.2 - Indicatori utilizzati nel confronto tra EnergyPLAN-only e co-simulazione. Fonte: elaborazione propria.

Indicatore	**Origine del dato**	**Significato per la validazione**
Domanda elettrica annua	EnergyPLAN / EL_dem_mod	Verifica l'effetto aggregato dei sottosistemi esterni sulla grandezza di interfaccia.
Produzione elettrica rinnovabile	EnergyPLAN	Controlla che la co-simulazione non alteri artificialmente la producibilità delle fonti.

Indicatore	Origine del dato	Significato per la validazione
CEEP	EnergyPLAN finale	Misura l’eccesso critico residuo dopo l’azione dei carichi flessibili.
Import/export	EnergyPLAN finale	Indica il fabbisogno residuo di copertura esterna o l’energia non assorbita dal sistema.
Consumi di combustibile	EnergyPLAN	Permette di valutare se la domanda modificata induce maggiore generazione programmabile.
Emissioni CO_2	EnergyPLAN	Misura l’effetto indiretto della co-simulazione sul mix di generazione e sui consumi fossili.
Produzione H_2	MATLAB	Controlla la capacità del modulo H_2 di rispettare domande obbligate e produzione flessibile.
Storage H_2 iniziale/finale	MATLAB	Verifica la chiusura ciclica dello storage chimico.
EV drive servita	MATLAB	Controlla che la domanda di mobilità elettrica sia soddisfatta.
Storage EV iniziale/finale	MATLAB	Verifica la chiusura ciclica della batteria aggregata.
Unmet demand	MATLAB	Evidenzia eventuali fabbisogni H_2 o EV non soddisfatti.
EV interni EnergyPLAN	EnergyPLAN / MATLAB summary	Verifica l’assenza di doppio conteggio con il modulo EV esterno.

5.1.3 Criteri di validazione della procedura

I criteri di validazione sono coerenti con l'obiettivo metodologico della tesi. Il primo criterio è l'assenza di doppio conteggio. Le grandezze H_2/PtX ed EV modellate in MATLAB non devono essere simultaneamente attive in EnergyPLAN con lo stesso significato energetico. Per questo motivo, il summary finale riporta esplicitamente la domanda EV interna, la carica EV interna, la scarica V2G interna e lo storage EV interno di EnergyPLAN. Nel caso validato tali valori risultano nulli, confermando che l'effetto EV è stato trasferito esclusivamente attraverso MATLAB.

Il secondo criterio riguarda la chiusura degli storage. H_2 ed EV sono variabili di stato e il loro livello finale deve essere confrontato con il livello iniziale. Se uno storage termina molto più scarico della condizione iniziale, il modello avrebbe utilizzato energia accumulata prima dell'anno simulato; se termina molto più carico, una parte della produzione annuale non sarebbe stata effettivamente utilizzata. La procedura introduce quindi vincoli terminali specifici, la cui efficacia viene controllata nei risultati.

Il terzo criterio è il soddisfacimento delle domande obbligate. Nel modulo idrogeno devono essere soddisfatte la domanda industriale e le richieste associate ai combustibili sintetici. Nel modulo EV deve essere servita la domanda di trazione. Eventuali unmet demand non invaliderebbero automaticamente lo script, ma indicherebbero che la configurazione tecnologica o le priorità operative non sono sufficienti a rispettare i target dello scenario.

Il quarto criterio è la coerenza della domanda modificata. L'aumento o la riduzione della domanda elettrica deve essere spiegabile mediante i contributi registrati nei file H2_net_grid_effect ed EV_net_grid_effect. La validazione richiede quindi che il profilo EL_dem_mod sia interpretabile come somma della domanda originaria e degli effetti elettrici dei sottosistemi esterni, senza salti o incongruenze non riconducibili alle regole del codice.

Il quinto criterio riguarda l'effetto sugli output EnergyPLAN. Dopo l'introduzione della domanda modificata, EnergyPLAN deve restituire un bilancio complessivo fisicamente leggibile. In particolare, CEEP, importazioni, consumi di combustibili ed emissioni non devono essere interpretati isolatamente, ma come conseguenza del nuovo profilo elettrico.

La Tabella 5.3 riassume i criteri adottati.

Tabella 5.3 - Criteri di validazione applicati agli scenari 2050 e 2030. Fonte: elaborazione propria.

Per orientare la lettura dei criteri, i principali ordini di grandezza utilizzati nelle verifiche definitive sono i seguenti: nel 2050 il modulo esterno produce 169,27 TWh_H_2/anno, assorbe 202,72 TWh_el/anno per elettrolisi e serve 41,60 TWh/anno di trazione EV; nel 2030 la produzione interna H_2 è pari a 3,874 TWh_H_2/anno, l'import esogeno a 2,47 TWh_H_2/anno e il modulo EV è nullo. Questi valori costituiscono riferimenti quantitativi per i controlli di unmet demand, doppio conteggio e coerenza dell'interfaccia discussi nelle sezioni successive.

Criterio	**Verifica operativa**	**Esito atteso**
Assenza di doppio conteggio	Controllo EV/H_2 interni EnergyPLAN e contributi MATLAB	Valori interni nulli o trascurabili per i sottosistemi esternalizzati.
Chiusura storage H_2	Confronto tra storage iniziale e finale	Delta finale-iniziale prossimo a zero.
Chiusura storage EV	Confronto tra SOC iniziale e finale della flotta	Delta finale-iniziale prossimo a zero.
Soddisfacimento domande H_2	Somma di unmet industry, methane e liquid fuel	Unmet nullo o esplicitamente giustificato.
Soddisfacimento domanda EV	Controllo di unmet_EV_drive	Domanda di trazione completamente servita.
Coerenza domanda modificata	Confronto tra EL_dem_mod e contributi H_2/EV	Variazione di domanda spiegabile dai vettori diagnostici.
Robustezza tra scenari	Applicazione dello stesso schema a 2050 e 2030	Lo script si adatta ai parametri senza introdurre contributi artificiali.

5.2 Scenario 2050 LSS: simulazione di riferimento in EnergyPLAN

5.2.1 Bilancio energetico ed elettrico della simulazione EnergyPLAN

La simulazione EnergyPLAN-only dello scenario 2050 rappresenta il riferimento principale per valutare l'effetto della procedura di co-simulazione. In questa configurazione i sottosistemi idrogeno, combustibili sintetici ed elettromobilità sono descritti all'interno

del file EnergyPLAN. Il risultato non viene quindi utilizzato come previsione autonoma del sistema italiano al 2050, ma come base numerica con cui confrontare la versione in cui tali sottosistemi sono trasferiti a MATLAB.

Il file di riferimento presenta una domanda elettrica totale pari a 463,68 TWh/anno, ottenuta dalla combinazione di domanda fissa, pompe di calore, raffrescamento, domanda flessibile e trasporti. La parte strettamente indicata come elec. demand nell'output annuale è pari a 306,51 TWh/anno, mentre i contributi aggiuntivi includono, tra gli altri, 67,98 TWh/anno di pompe di calore e 202,48 TWh/anno associati all'elettrolisi. La presenza di quest'ultimo valore mostra che, nella simulazione EnergyPLAN-only, il settore idrogeno è pienamente interno al modello principale.

La produzione da fonti rinnovabili è molto elevata. L'output EnergyPLAN riporta 781,2 TWh/anno di elettricità da fonti rinnovabili e una quota rinnovabile sulla produzione elettrica superiore al 100%. Questo valore, tipico di scenari con elevata sovracapacità rinnovabile, non significa che il sistema produca sempre più energia della domanda in modo utile, ma indica che in molte ore la produzione potenziale supera la capacità di assorbimento del sistema. Infatti, la simulazione restituisce un CEEP pari a circa 93 TWh/anno.

L'elevato CEEP è la principale criticità operativa dello scenario EnergyPLAN-only. Esso deriva dall'interazione tra profili rinnovabili, carichi flessibili, accumuli interni e vincoli di sistema. Il fatto che sia presente anche in uno scenario con elettrolizzatori e combustibili sintetici interni indica che la sola capacità installata non è sufficiente ad annullare gli eccessi: conta anche la sequenza oraria con cui i carichi vengono attivati e con cui gli storage vengono caricati o scaricati.

Dal punto di vista del fuel balance e delle emissioni, lo scenario 2050 risulta coerente con l'ipotesi di decarbonizzazione profonda. Le emissioni di CO_2 sono nulle e il consumo fossile netto è azzerato nella configurazione di riferimento. Il valore di 1.170,48 TWh/anno riportato dall'output non deve essere letto come "consumo di combustibili fossili" né come somma della produzione eolica e solare: è un indicatore aggregato del fuel balance di EnergyPLAN, che comprende vettori energetici e flussi di conversione classificati dal software. Per evitare ambiguità, nel seguito tale grandezza viene indicata come fuel balance complessivo e viene affiancata, quando necessario, alla composizione per vettore e alle emissioni.

Tabella 5.4 - Principali risultati dello scenario 2050 simulato direttamente in EnergyPLAN. Fonte: elaborazione propria su output EnergyPLAN LSS_modello.

Indicatore	Valore	Unità	Commento
Domanda elettrica totale di input	463,68	TWh/anno	Somma di domanda fissa, HP, cooling, flessibile e trasporti.
Elec. demand annuale in output	306,51	TWh/anno	Componente elettrica principale letta dall'output annuale.
Elettrolisi interna EnergyPLAN	202,48	TWh_el/anno	Assorbimento elettrico del modulo H_2 interno.
Elettricità da fonti rinnovabili	781,2	TWh/anno	Produzione rinnovabile riportata nel riepilogo EnergyPLAN.
Import elettrico	0,00	TWh/anno	Assenza di importazioni nel riferimento 2050.
CEEP / export critico	93,0	TWh/anno	Eccesso critico residuo elevato.
Consumo combustibili totale	1170,48	TWh/anno	Valore complessivo del fuel balance.
Consumo combustibili corretto	963,46	TWh/anno	Valore netto dopo correzioni import/export.
Emissioni CO_2 totali	0,00	Mt/anno	Scenario compatibile con emissioni operative nulle.
Costo annuo totale EnergyPLAN	67.290	M EUR/anno	Costo complessivo della simulazione EnergyPLAN-only.

5.2.2 Criticità operative dello scenario di riferimento

La prima criticità del riferimento 2050 è l'eccesso di produzione. Il CEEP pari a circa 93 TWh/anno mostra che una quota non trascurabile della produzione rinnovabile non viene

valorizzata dal sistema, nonostante la presenza di elettrolisi, pompe di calore, accumuli elettrici e produzione di combustibili sintetici. Tale risultato conferma una considerazione già introdotta nei capitoli precedenti: in scenari ad altissima penetrazione rinnovabile la dimensione annuale non è sufficiente a valutare l'operabilità del sistema. Anche quando il bilancio annuo è teoricamente abbondante, la distribuzione temporale può generare eccessi concentrati in specifici periodi.

Una parte importante del comportamento del modello dipende inoltre dalle risorse di flessibilità che restano interne a EnergyPLAN, tra cui accumuli idroelettrici, storage elettrici e altre conversioni. Queste grandezze non vengono trasferite a MATLAB: sono risolte dal dispatch EnergyPLAN a ogni run e contribuiscono quindi a determinare il segnale che il controllore esterno osserva. Di conseguenza, H_2/PtX ed EV non competono con tali risorse all'interno di un unico algoritmo di ottimizzazione; MATLAB interviene sul residuo derivante dalla simulazione EnergyPLAN e la run successiva può, a sua volta, ridistribuire l'uso degli storage interni in risposta al nuovo profilo di domanda.

Questa osservazione è importante per distinguere due categorie di accumulo. Gli storage H_2 ed EV esterni sono variabili di stato aggiornate sequenzialmente da MATLAB e sottoposte ai vincoli definiti nello script; gli storage interni sono invece ricalcolati da EnergyPLAN nell'ambito di ciascuna simulazione annuale. Un livello finale diverso tra due run non rappresenta quindi necessariamente una perdita di energia: può indicare una diversa allocazione temporale dell'energia nei dispositivi interni. Per chiudere il bilancio occorre considerare congiuntamente domanda, import/export, CEEP, variazioni degli storage e fuel balance, senza attribuire automaticamente ogni scostamento al solo modulo esterno.

La quarta criticità è legata al significato del CEEP. In EnergyPLAN, il Critical Excess Electricity Production è un indicatore modellistico dell'eccesso elettrico non assorbito. Non coincide necessariamente con un curtailment reale misurato in rete, perché dipende dalla rappresentazione aggregata del sistema, dalle strategie scelte e dalla struttura del modello. Tuttavia, il confronto tra CEEP prima e dopo co-simulazione è molto utile per capire se i sottosistemi esterni riescono ad assorbire una parte dell'energia rinnovabile eccedente o se, al contrario, spostano il problema verso altri indicatori come importazioni e maggiore produzione programmabile.

Nel complesso, la simulazione EnergyPLAN-only 2050 costituisce un riferimento coerente ma non risolutivo. Essa mostra un sistema fortemente rinnovabile, con emissioni nulle

e costi annuali definiti, ma anche con un eccesso critico significativo. La co-simulazione deve essere valutata rispetto a questa base: un buon risultato non richiede necessariamente la perfetta uguaglianza di tutti gli output, bensì la capacità di spiegare le differenze attraverso i contributi orari di H_2, PtX ed EV.

5.3 Scenario 2050 LSS: risultati della co-simulazione EnergyPLAN–MATLAB

5.3.1 Domanda elettrica modificata e contributo dei sottosistemi esterni

Nella co-simulazione aggiornata dello scenario 2050 i sottosistemi H_2/PtX ed EV sono gestiti da MATLAB e il loro effetto viene trasferito a EnergyPLAN come variazione della domanda elettrica. Il summary finale riporta una domanda elettrica fissa considerata dal controllore pari a 544,09 TWh/anno, alla quale si sommano gli altri assorbimenti elettrici interni letti dall'output EnergyPLAN. La grandezza di interfaccia finale non va quindi confusa con la sola domanda fissa dello scenario: è il risultato della ricostruzione del profilo elettrico dopo l'applicazione dei contributi esterni.

Il contributo netto dell'idrogeno sulla rete è pari a 202,72 TWh/anno. Tale valore deriva da 63,62 TWh/anno di elettrolisi obbligatoria e 139,10 TWh/anno di elettrolisi flessibile; nella nuova run la produzione terminale aggiuntiva è nulla. La fuel cell è disattivata nella configurazione analizzata, quindi non vi è produzione elettrica da riconversione dell'idrogeno.

Il confronto con EnergyPLAN-only mostra inoltre che i 202,72 TWh_el/anno di elettrolisi della co-simulazione sono molto vicini ai 202,48 TWh_el/anno del riferimento con modulo H_2 interno. Lo scostamento è di circa 0,24 TWh, pari a circa lo 0,12%, e non modifica l'ordine di grandezza del servizio energetico confrontato. La differenza metodologica riguarda soprattutto la collocazione oraria del consumo e la sua decomposizione tra quota obbligatoria e quota flessibile. Analogamente, EnergyPLAN dispone di output propri per H_2 ed EV; il vantaggio del modello MATLAB non è quindi l'esistenza dell'indicatore in sé, ma la possibilità di imporre regole esterne e salvare separatamente tutti i contributi che formano la domanda modificata.

Il contributo netto della mobilità elettrica alla domanda modificata è pari a 48,52 TWh/anno. Si tratta dell'effetto elettrico calcolato dal modulo MATLAB rispetto al profilo base su cui esso interviene, non della differenza tra la co-simulazione e il caso

EnergyPLAN-only. Il valore non coincide con la sola domanda di trazione, pari a 41,60 TWh/anno, perché comprende le modalità di ricarica, le perdite e l'energia restituita tramite V2G. La domanda di mobilità resta quindi invariata come servizio finale, mentre cambia il modo in cui le conversioni e le strategie di carica vengono contabilizzate nel profilo elettrico esterno.

La Figura 5.1 mostra l'effetto netto dei due sottosistemi sulla domanda elettrica. La curva dell'idrogeno domina il profilo, poiché l'elettrolisi rappresenta il carico esterno principale. L'effetto EV è più contenuto e si manifesta sia come aumento della domanda nelle fasi di ricarica sia come riduzione nelle ore in cui viene attivato il V2G. L'andamento totale conferma che la co-simulazione non modifica la domanda in modo uniforme: l'effetto è fortemente dipendente dall'ora, dai surplus disponibili e dallo stato degli accumuli.

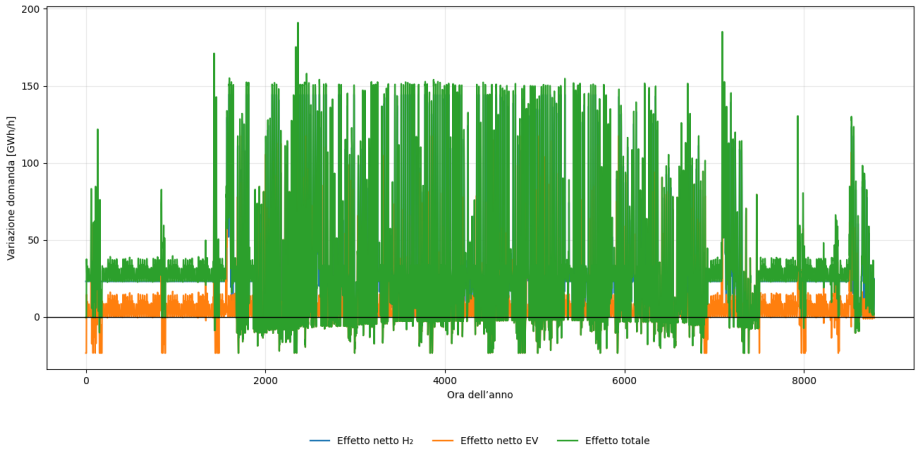


Figura 5.1 - Effetto elettrico netto dei sottosistemi H_2/PtX ed EV sulla domanda modificata nello scenario 2050. Fonte: elaborazione propria su output MATLAB.

Il risultato più importante di questa sezione è che la variazione della domanda è tracciabile. L'aumento complessivo del carico non è un valore imposto arbitrariamente, ma deriva da componenti salvate separatamente: elettrolisi obbligatoria, elettrolisi flessibile, ricariche EV e V2G. Questa tracciabilità permette di ricostruire il passaggio dalla domanda iniziale alla domanda modificata e costituisce uno degli elementi principali della validazione metodologica.

Dal punto di vista del sistema, l'incremento della domanda modificata è coerente con il ruolo assegnato all'idrogeno e agli EV. Lo scenario 2050 dispone di una capacità rinnovabile molto elevata e di un significativo potenziale di eccesso. Trasferire H_2 ed EV a MATLAB permette di utilizzare parte di tale eccesso secondo regole esplicite, mantenendo al tempo

stesso il calcolo finale del dispatch in EnergyPLAN. La riduzione del CEEP, discussa più avanti, deve quindi essere letta come conseguenza di questa nuova distribuzione temporale dei carichi.

5.3.2 Validazione del modulo idrogeno e Power-to-X

Il modulo idrogeno dello scenario 2050 soddisfa integralmente i target annuali impostati. La produzione totale di idrogeno è pari a 169,270 TWh_H_2/anno. Le destinazioni finali sono 16,700 TWh_H_2/anno per l'industria, 36,145 TWh_H_2/anno per la produzione di synthetic methane e 116,229 TWh_H_2/anno per la produzione di liquid fuel. Le tre voci di unmet demand risultano nulle. La chiusura dello storage viene verificata separatamente attraverso il profilo orario: nella run definitiva il livello iniziale e quello finale sono entrambi pari a 0 GWh.

La produzione di synthetic methane è pari a 60 TWh_fuel/anno, esattamente uguale al target impostato. La produzione di liquid fuel è pari a 183,52 TWh_fuel/anno, anch'essa coincidente con il valore di riferimento. Il bilancio PtX è quindi chiuso dal punto di vista energetico: lo script non lascia quote non soddisfatte e non produce quantità eccedenti rispetto al target. Questo risultato è essenziale, perché i combustibili sintetici costituiscono la componente più rilevante della domanda obbligatoria di idrogeno.

La quota di elettrolisi flessibile è molto elevata: 139,10 TWh_el/anno, contro 63,62 TWh_el/anno di elettrolisi obbligatoria. Nella nuova run la correzione terminale dell'elettrolizzatore è nulla. Questo risultato è coerente con l'inizializzazione dello storage a 0 GWh: l'idrogeno disponibile viene costruito nel corso dell'anno attraverso produzione obbligatoria e flessibile, senza utilizzare una riserva iniziale gratuita. Lo storage H_2 termina a 0 GWh, coincidente con il valore iniziale e con il target finale imposto; il delta annuale dello storage è pertanto nullo.

La Tabella 5.5 riassume il bilancio annuale del sottosistema H_2/PtX. I target di domanda risultano completamente soddisfatti e l'elettrolisi è separata tra componente obbligatoria e flessibile. La tabella riporta inoltre i livelli iniziale e finale dello storage, entrambi pari a 0 GWh, confermando la chiusura ciclica dell'accumulo.

Tabella 5.5 - Bilancio annuale del sottosistema H_2/PtX nella co-simulazione 2050. Fonte: elaborazione propria su PtX_EV_summary.txt.

Grandezza	Valore	Unità	Interpretazione
Produzione H_2 totale	169,270	TWh_H_2/anno	Produzione complessiva gestita da MATLAB.
H_2 verso industria	16,700	TWh_H_2/anno	Domanda industriale completamente servita.
H_2 verso synthetic methane	36,145	TWh_H_2/anno	Quota destinata alla metanazione.
H_2 verso liquid fuel	116,229	TWh_H_2/anno	Quota dominante del fabbisogno H_2.
Synthetic methane prodotto	60,000	TWh_fuel/anno	Target annuale rispettato.
Liquid fuel prodotto	183,520	TWh_fuel/anno	Target annuale rispettato.
Elettrolisi obbligatoria	63,622	TWh_el/anno	Elettricità assorbita per coprire i fabbisogni obbligatori.
Elettrolisi flessibile	139,097	TWh_el/anno	Produzione H_2 associata al surplus residuo.
Elettrolisi terminale	0,000	TWh_el/anno	Nessuna produzione terminale aggiuntiva nella run definitiva.
Unmet H_2 totale	0,000	TWh_H_2/anno	Nessuna domanda H_2 non soddisfatta.
Storage H_2 iniziale	0,000	GWh_H_2	Storage inizialmente vuoto.
Storage H_2 finale (output)	0,000	GWh_H_2	Livello finale pari a 0 GWh_H_2, coincidente con il valore iniziale e con il target imposto.

Grandezza	Valore	Unità	Interpretazione
Delta storage H_2	0,000	GWh_H_2	Target ciclico finale: 0 GWh_H_2; chiusura non perfettamente raggiunta nella run 2050.

La Figura 5.2 mostra l'evoluzione dello storage H_2 e della produzione di idrogeno nella nuova run 2050. Lo storage parte da 0 GWh, si carica progressivamente nelle fasi di maggiore disponibilità e raggiunge ripetutamente la capacità massima di 3.705 GWh, soprattutto nella parte centrale dell'anno. Seguono fasi di scarica anche molto profonde, coerenti con l'utilizzo stagionale dell'accumulo. Al termine dell'anno lo storage ritorna a 0 GWh, coincidente con il livello iniziale e con il target finale imposto. Il nuovo profilo elimina quindi l'anomalia di uno storage già completamente carico al 1° gennaio e garantisce una chiusura ciclica esatta sull'orizzonte annuale.

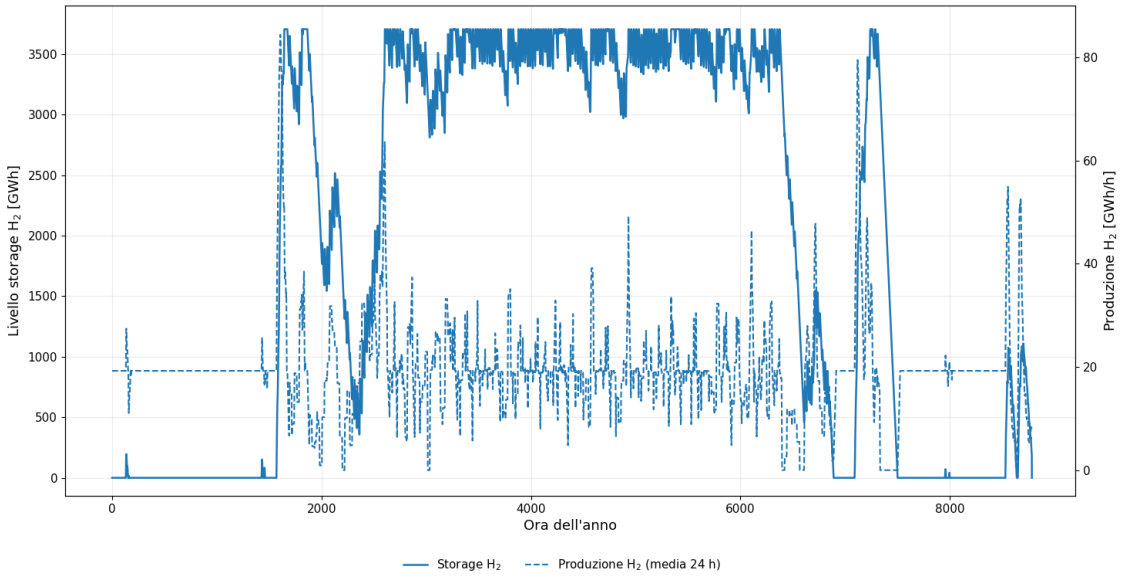


Figura 5.2 - Evoluzione dello storage H_2 e della produzione di idrogeno nello scenario 2050. Fonte: elaborazione propria su output MATLAB.

La chiusura dello storage rappresenta un controllo particolarmente importante. Nella nuova run 2050 il livello iniziale, il target finale e il livello effettivamente restituito dall'output sono tutti pari a 0 GWh. La differenza tra stato finale e stato iniziale è quindi nulla e il vincolo ciclico dello storage H_2 risulta soddisfatto sull'intero orizzonte annuale. Tale risultato

consente di confrontare i bilanci energetici senza introdurre contributi netti dovuti a una variazione del contenuto energetico dell'accumulo tra l'inizio e la fine della simulazione. L'interpretazione del risultato deve comunque tenere conto della capacità elevata dell'elettrolizzatore e dello storage. Il caso 2050 rappresenta uno scenario fortemente infrastrutturato, nel quale la capacità di produzione H_2 è molto superiore alla domanda obbligatoria media. La validazione dimostra che lo script gestisce coerentemente questa configurazione; non dimostra, invece, che le capacità assunte siano economicamente o infrastrutturalmente ottimali. Tale distinzione sarà ripresa nelle conclusioni tra i limiti e gli sviluppi futuri.

5.3.3 Validazione del modulo mobilità elettrica

Il modulo EV dello scenario 2050 soddisfa integralmente la domanda di trazione. Il file di summary riporta 41,60 TWh_el/anno di EV drive demand served e unmet EV drive pari a zero. Questo risultato conferma che la sequenza emergency charging, smart charging, ricarica da surplus e V2G non compromette la funzione primaria della flotta, cioè garantire la mobilità. La batteria aggregata viene quindi utilizzata come risorsa di flessibilità solo entro i vincoli di stato di carica definiti nel codice.

La ricarica da surplus è pari a 41,99 TWh/anno, mentre lo smart charging assorbe 24,19 TWh/anno. L'emergency charging è nullo. Questo dato indica che il sistema non si trova nella condizione di dover ricorrere a ricariche forzate di emergenza per soddisfare la domanda di trazione. La combinazione di ricarica anticipata, surplus disponibile e livello iniziale della batteria è quindi sufficiente a mantenere il servizio di mobilità.

Il V2G restituisce alla rete 17,65 TWh/anno. Tale valore mostra che la flotta EV non agisce soltanto come carico aggiuntivo, ma contribuisce anche al bilanciamento delle ore di deficit. Il contributo netto EV resta positivo e pari a 48,52 TWh/anno, perché l'energia assorbita nelle diverse modalità di ricarica, incluse le relative perdite, supera l'energia restituita. Questo è coerente con la natura dei veicoli elettrici: il loro scopo principale è soddisfare la domanda di mobilità, mentre il servizio alla rete è secondario e vincolato dalla disponibilità dello storage.

La Tabella 5.6 riassume i principali indicatori EV. Anche in questo caso gli esiti di validazione sono positivi: domanda servita, unmet nullo, storage finale uguale a quello iniziale e contributi EnergyPLAN interni nulli.

Tabella 5.6 - Bilancio annuale della flotta EV aggregata nella co-simulazione 2050. Fonte: elaborazione propria su PtX_EV_summary.txt.

Grandezza	Valore	Unità	Interpretazione
Domanda EV servita	41,600	TWh/anno	Domanda di trazione completamente soddisfatta.
Ricarica da surplus	41,986	TWh/anno	Assorbimento opportunistico di energia residua.
Smart charging	24,190	TWh/anno	Ricarica gestita verso target e riserva dinamica.
Emergency charging	0,000	TWh/anno	Non necessario nello scenario simulato.
V2G verso rete	17,651	TWh/anno	Energia restituita dalla flotta alla rete.
Effetto netto EV	48,524	TWh/anno	Aumento netto della domanda elettrica calcolato dal modulo esterno.
Storage EV iniziale	321,500	GWh	SOC iniziale pari al 50% della capacità.
Storage EV finale	321,500	GWh	Chiusura ciclica rispettata.
Delta storage EV	0,000	GWh	Nessun prelievo netto dalla batteria aggregata.
Unmet EV drive	0,000	TWh/anno	Nessuna domanda di mobilità non soddisfatta.

La Figura 5.3 mostra l’evoluzione dello storage EV. Il livello oscilla tra la riserva minima, il target di sicurezza e la capacità massima. Nelle fasi centrali dell’anno lo storage tende a rimanere spesso su livelli elevati, mentre in alcune fasi iniziali e finali raggiunge valori

prossimi alla riserva minima. Questa dinamica è coerente con la logica del codice: il modello accumula quando il surplus è disponibile e scarica tramite V2G solo se non viene compromessa la riserva richiesta per la mobilità.

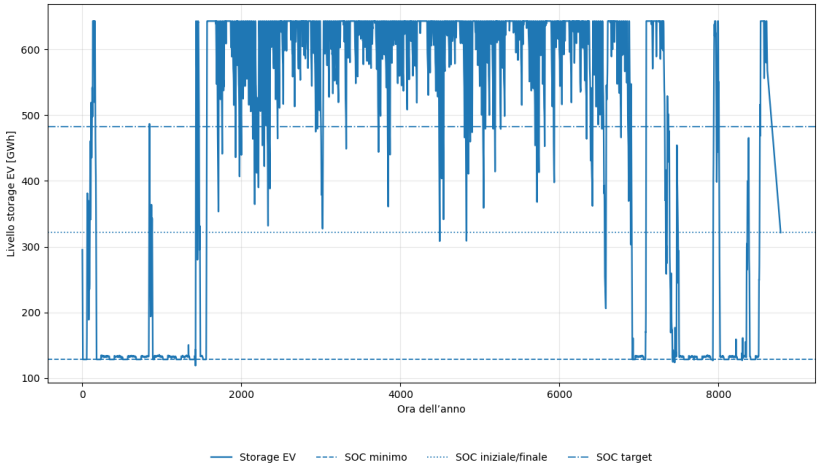


Figura 5.3 - Evoluzione dello storage EV aggregato nello scenario 2050. Fonte: elaborazione propria su output MATLAB.

La chiusura ciclica dello storage EV è verificata: il livello iniziale e finale sono entrambi pari a 321,5 GWh. La correzione terminale richiede una carica di circa 0,965 TWh e una scarica di circa 0,033 TWh. Il valore non nullo della correzione terminale indica che, senza tale vincolo, la simulazione avrebbe potuto chiudersi con un livello diverso da quello iniziale. La correzione non altera però il giudizio di coerenza, perché è prevista metodologicamente e rende confrontabile il bilancio annuale della flotta.

La Figura 5.4 mostra il contributo complessivo delle ricariche EV e del V2G. L'andamento evidenzia che la ricarica non è distribuita uniformemente, ma segue le condizioni del sistema e i vincoli di stato di carica. Il V2G si presenta come contributo negativo rispetto alla domanda, localizzato in specifiche ore, mentre la ricarica ha andamento più esteso. Questo comportamento è coerente con l'idea di una flotta EV che assorbe energia in modo flessibile ma restituisce energia solo in presenza di deficit e margine sopra la riserva minima.

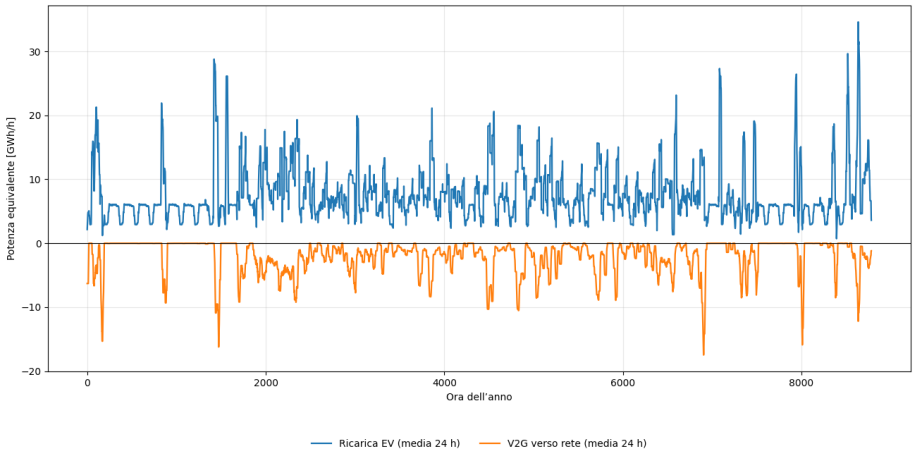


Figura 5.4 - Ricarica EV e contributo V2G nello scenario 2050. Fonte: elaborazione propria su output MATLAB.

5.3.4 Effetti della co-simulazione sugli output EnergyPLAN

L'effetto finale della co-simulazione deve essere valutato sugli output EnergyPLAN dell'ultima run. Nel caso 2050, la produzione rinnovabile annua resta sostanzialmente vicina al riferimento: 782,84 TWh/anno nella co-simulazione contro 781,2 TWh/anno nel caso EnergyPLAN-only, con uno scostamento di circa 1,64 TWh (+0,21%). La co-simulazione non modifica le capacità rinnovabili né i profili di producibilità, ma agisce sulla domanda elettrica e sul modo in cui EnergyPLAN ridistribuisce il dispatch.

Il CEEP passa da circa 93,0 TWh/anno a 84,74 TWh/anno, con una differenza di circa 8,26 TWh/anno. Tale riduzione non rappresenta di per sé energia "risparmiata" né dimostra che la stessa domanda potrebbe essere soddisfatta con una minore capacità rinnovabile. Nel confronto 2050 la produzione elettrica rinnovabile annua resta infatti sostanzialmente invariata e il fabbisogno elettrico annuo dell'elettrolisi passa soltanto da 202,48 a 202,72 TWh. Il minore CEEP indica quindi che, nell'ultima run EnergyPLAN della co-simulazione, una quota maggiore della produzione viene collocata in altri usi, conversioni o stati di accumulo anziché risultare come eccesso critico. Per quantificare una possibile riduzione della capacità RES sarebbe necessaria una nuova ottimizzazione delle capacità installate, che non è oggetto della presente validazione.

Le importazioni residue sono quasi nulle, pari a 0,0577 TWh/anno. Questo valore indica che la nuova distribuzione della domanda non genera una dipendenza significativa dall'esterno. La presenza contemporanea di CEEP residuo e piccole importazioni è possibile perché i due fenomeni avvengono in ore diverse: il sistema può avere eccessi in alcune

fasi e deficit puntuali in altre, nonostante il bilancio annuale sia abbondante.

Le emissioni di CO_2 restano nulle. Il fuel balance complessivo riportato da EnergyPLAN passa da 1.170,48 a 1.178,07 TWh/anno, mentre il valore corretto della run finale è pari a 989,90 TWh/anno. Poiché tali voci aggregano vettori e flussi classificati internamente dal software, la loro variazione non può essere interpretata come aumento della produzione eolica o solare né, in assenza di emissioni, come ritorno a consumi fossili netti. Lo scostamento è coerente con un diverso ridispatch delle conversioni e delle risorse programmabili indotto dal profilo modificato; per questo motivo viene discusso insieme alle emissioni e non utilizzato come indicatore autonomo di efficienza.

Dal punto di vista economico, l'output EnergyPLAN finale della co-simulazione riporta 57.949 M EUR/anno. Tuttavia, questo valore esclude i costi delle tecnologie trasferite a MATLAB. Aggiungendo il costo annuo esterno calcolato dallo script, pari a 9.557,75 M EUR/anno, il costo complessivo confrontabile diventa circa 67.506,75 M EUR/anno. Il valore è molto vicino ai 67.290 M EUR/anno della simulazione EnergyPLAN-only, con una differenza di circa 216,75 M EUR/anno, pari a circa +0,32%. Il confronto conferma che il trasferimento delle tecnologie a MATLAB non elimina il loro contributo economico dal perimetro complessivo.

Tabella 5.7 - Confronto tra scenario 2050 EnergyPLAN-only e co-simulazione. Fonte: elaborazione propria su output EnergyPLAN e PtX_EV_summary.txt.

Indicatore	**EnergyPLAN-only**	**Co-simulazione**	**Differenza**	**Interpretazione**
Elettricità rinnovabile	781,2 TWh	782,84 TWh	+1,64 TWh	Produzione sostanzialmente invariata su scala annuale (+0,21%).

Indicatore	EnergyPLAN-only	Co-simulazione	Differenza	Interpretazione
Elettrolisi H_2	202,48 TWh	202,72 TWh	+0,24 TWh	Assorbimento annuo quasi coincidente; cambia la distribuzione temporale e la decomposizione del carico.
Domanda di trazione EV	41,60 TWh	41,60 TWh	0 TWh	Stesso servizio di mobilità; ricariche, perdite e V2G sono contabilizzati esplicitamente in MATLAB.
CEEP	93,0 TWh	84,74 TWh	-8,26 TWh	Riduzione dell'output CEEP; indica diversa allocazione temporale, non un risparmio energetico automatico.
Import elettrico	0,00 TWh	0,058 TWh	+0,058 TWh	Import residuo trascurabile.
Fuel balance complessivo	1170,48 TWh	1178,07 TWh	+7,59 TWh	Variazione aggregata dei vettori/flussi EnergyPLAN; da leggere insieme alle emissioni.

Indicatore	EnergyPLAN-only	Co-simulazione	Differenza	Interpretazione
Emissioni CO_2 totali	0,00 Mt	0,00 Mt	0,00 Mt	Coerenza con scenario decarbonizzato.
Costo EnergyPLAN	67.290 M EUR	57.949 M EUR	-9.341 M EUR	La co-simulazione esclude le tecnologie esterne dal report EnergyPLAN.
Costo MATLAB esterno	-	9.557,75 M EUR	+9.557,75 M EUR	Costi annualizzati di H_2/PtX trasferiti a MATLAB.
Costo complessivo confrontabile	67.290 M EUR	67.506,75 M EUR	+216,75 M EUR	Differenza complessiva circa +0,32%.

La Figura 5.5 mostra l'andamento orario di importazioni e CEEP nella co-simulazione 2050. L'eccesso resta concentrato in alcune fasi dell'anno, mentre l'importazione appare molto limitata e sporadica. Questo comportamento conferma che la co-simulazione riduce parte dell'eccesso ma non trasforma il sistema in un bilancio perfettamente piatto. La presenza di picchi residui è coerente con la variabilità delle fonti rinnovabili e con i limiti fisici degli accumuli e degli elettrolizzatori.

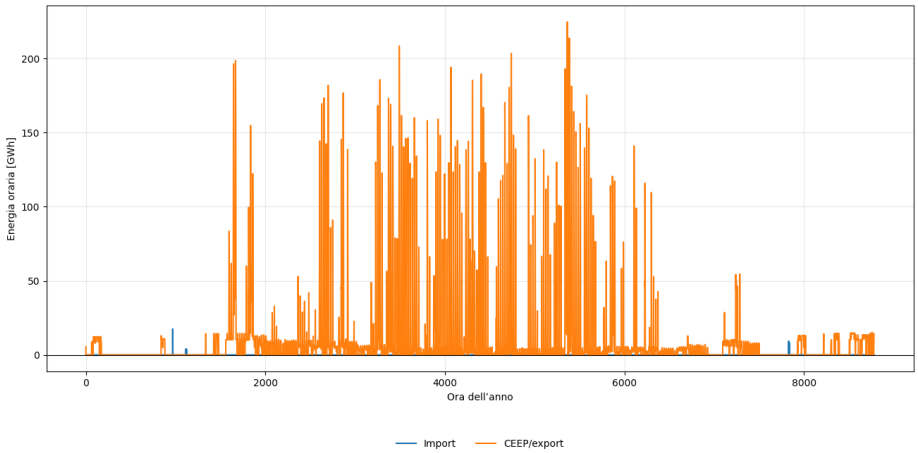


Figura 5.5 - Importazioni e CEEP residui nella co-simulazione dello scenario 2050. Fonte: elaborazione propria su output EnergyPLAN finale.

5.4 Valutazione della coerenza metodologica sullo scenario 2050

5.4.1 Coerenza dei bilanci energetici

La coerenza del confronto 2050 deve essere valutata separando i servizi finali dagli scambi elettrici del modulo esterno. La produzione H_2 è pari a 169,27 TWh_H_2/anno e l'elettrolisi assorbe 202,72 TWh_el/anno, valore molto vicino ai 202,48 TWh_el/anno del caso EnergyPLAN-only. La domanda di trazione EV resta pari a 41,60 TWh/anno. L'effetto netto EV di 48,52 TWh/anno comprende invece ricariche, perdite e V2G e non va sommato alla domanda del riferimento come se fosse un nuovo servizio energetico. Le differenze osservate in CEEP, importazioni e fuel balance derivano pertanto soprattutto dalla diversa collocazione temporale e dal ridispatch del modello.

L'output EnergyPLAN finale mantiene una produzione rinnovabile sostanzialmente uguale a quella del riferimento. La variazione osservata riguarda soprattutto la distribuzione oraria dei flussi, non la capacità rinnovabile installata né la producibilità annua assunta. Il CEEP più basso nella run finale è pertanto associato a un diverso profilo di domanda e a un diverso ridispatch complessivo di EnergyPLAN; non viene attribuito in modo esclusivo ai carichi flessibili MATLAB, poiché anche accumuli e conversioni rimasti interni al modello possono modificare il proprio funzionamento.

Il bilancio annuale del controllore riportato dal summary è pari a -5,88 TWh/anno, considerando la produzione rinnovabile del controllore con biomassa PP esclusa e la doman-

da completa. Tale valore indica che, secondo il segnale usato da MATLAB, il sistema presenta un leggero deficit annuale, pur avendo elevata produzione rinnovabile nel reporting. Questa differenza è coerente con la scelta metodologica di escludere la biomassa programmabile dal segnale di controllo per evitare retroazioni artificiali.

5.4.2 Chiusura degli storage e domande non soddisfatte

Il primo indicatore di coerenza è la chiusura dello storage H_2. Nella nuova run lo storage parte da 0 GWh e termina a 0 GWh, in accordo con il target finale imposto. Il delta finale-iniziale è quindi nullo e il vincolo di ciclicità risulta rispettato. La nuova inizializzazione elimina inoltre il problema della configurazione precedente, che rendeva disponibile al 1° gennaio uno storage già completamente carico, e consente di valutare i flussi annuali senza un contributo energetico netto dell'accumulo.

Il secondo indicatore è la chiusura dello storage EV. Anche in questo caso il valore iniziale e finale coincidono, pari a 321,5 GWh. L'assenza di unmet EV drive conferma che il V2G e le ricariche flessibili non hanno compromesso la domanda di mobilità. La correzione terminale dello storage EV è relativamente contenuta rispetto alla capacità complessiva della flotta e serve a rendere il bilancio annuale confrontabile.

Il terzo indicatore è l'assenza di domande non soddisfatte. Le tre voci unmet del modulo H_2 sono nulle e la domanda EV non servita è nulla. Questo risultato è particolarmente importante perché dimostra che la riduzione del CEEP e la modifica della domanda elettrica non sono ottenute sacrificando il soddisfacimento degli usi finali. In altri termini, lo script non riduce artificialmente la domanda, ma mantiene i target dichiarati.

5.4.3 Riduzione o redistribuzione di CEEP, importazioni e deficit

La differenza di CEEP rispetto alla simulazione EnergyPLAN-only è un indicatore della diversa allocazione temporale dell'energia, non un criterio sufficiente di prestazione. Nel 2050 il CEEP diminuisce di circa 8,26 TWh/anno mentre la produzione RES, il fabbisogno annuo di elettrolisi e il servizio EV restano sostanzialmente invariati. Poiché lo storage H_2 presenta una variazione netta annua nulla, la riduzione del CEEP non può essere attribuita a un accumulo netto di energia nell'idrogeno. L'energia che non compare più come CEEP viene assorbita o riallocata nel nuovo dispatch attraverso carichi, conversioni, perdite e variazioni degli accumuli interni; gli output aggregati consentono di osservare questa redistribuzione, ma non di attribuire in modo univoco ogni TWh di CEEP evitato a una

singola destinazione senza ricostruire un bilancio orario completo di tutte le tecnologie EnergyPLAN.

Le importazioni residue sono molto basse. Questo dato è positivo, ma va interpretato con attenzione. In un sistema con elevato CEEP annuo, importazioni anche piccole possono coesistere con esportazioni/eccessi elevati perché sono distribuite in ore diverse. La co-simulazione non annulla la variabilità oraria della produzione rinnovabile; la redistribuisce parzialmente attraverso gli accumuli e i carichi controllati.

Nel complesso, lo scenario 2050 fornisce un test di funzionamento della metodologia in condizioni di forte sollecitazione. Il codice gestisce grandi flussi H_2, una flotta EV significativa e un CEEP elevato, soddisfacendo tutte le domande obbligatorie ed evitando doppie contabilizzazioni. Sia lo storage EV sia lo storage H_2 chiudono al rispettivo livello iniziale; per l'idrogeno il profilo annuale passa da 0 GWh a 0 GWh. Il risultato è quindi una procedura tracciabile e interpretabile, pur senza implicare una replica numericamente identica del dispatch EnergyPLAN-only.

5.5 Scenario 2030 PNIEC: simulazione di riferimento in EnergyPLAN

5.5.1 Caratteristiche principali dello scenario 2030 simulato

Lo scenario 2030 utilizzato per la seconda validazione è quello descritto nella Sezione 3.8 ed è stato fornito dal Prof. Pastore, come il caso di riferimento 2050. Non deriva quindi da assunzioni costruite nella presente tesi. La sua datazione è essenziale: i parametri devono essere interpretati rispetto al quadro tecnologico e di policy disponibile durante lo sviluppo dello scenario, non come previsione aggiornata al 2026. Per questo motivo la configurazione viene impiegata soprattutto per verificare la portabilità del codice su un caso differente dal LSS 2050.

La configurazione presenta inoltre una capacità idroelettrica pari a 19,41 GW e una capacità geotermica pari a circa 1 GW. La capacità nucleare del file è nulla e non viene quindi considerata tra le tecnologie dello scenario. La differenza rispetto al caso 2050 resta marcata sia per scala delle rinnovabili sia per presenza dei vettori sintetici.

Nel file 2030 sono presenti alcuni elementi legati all'idrogeno, ma su scala molto ridotta: elettrolizzatore da 3 GW, storage H_2 da 72 GWh, import H_2 pari a 2,47 TWh/anno, domanda H_2 industriale pari a 3,84 TWh/anno e produzione di liquid fuel pari a 3,954 TWh/anno.

Il modulo EV esterno risulta invece nullo, poiché la domanda EV/V2G gestita da MATLAB è pari a zero. Questa condizione rende il 2030 particolarmente utile per verificare che lo script non introduca automaticamente domanda EV solo perché il blocco EV esiste nel codice.

La Tabella 5.8 sintetizza i parametri principali del caso 2030 usati per il confronto. Ai fini della validazione finale, la simulazione EnergyPLAN-only è stata inoltre rieseguita allineando al file clean della co-simulazione le sole risorse elettriche interne non oggetto del confronto: sono state poste a zero la capacità di ricarica V2G interna e le grandezze di carica, scarica e capacità dello storage elettrico associate ai parametri input_V2G_Cap_Charge, input_cap_pump_el, input_cap_turbine_el e input_storage_pump_cap. Elettrolizzatore, storage H_2, import H_2 e Power-to-X sono invece rimasti attivi in EnergyPLAN nel riferimento puro, perché costituiscono proprio i sottosistemi trasferiti a MATLAB nella co-simulazione. L'allineamento elimina quindi un'asimmetria di input non pertinente e rende il confronto 2030 più omogeneo.

Tabella 5.8 - Parametri principali dello scenario 2030 utilizzato per la validazione. Fonte: elaborazione propria su output EnergyPLAN e file di input 2030.

Grandezza	**Valore**	**Unità**	**Ruolo nell'analisi**
Domanda elettrica totale di input	325,91	TWh/anno	Domanda complessiva del modello 2030.
Eolico onshore	26.040	MW	Fonte rinnovabile variabile.
Eolico offshore	2.100	MW	Fonte rinnovabile variabile.
Fotovoltaico	79.173	MW	Fonte rinnovabile principale dello scenario 2030.
Idroelettrico	19.410	MW	Produzione rinnovabile e flessibilità interna.
Geotermia	1.000	MW	Produzione geotermica; capacità nucleare pari a zero nel file.

Grandezza	Valore	Unità	Ruolo nell'analisi
Elettrolizzatore	3.000	MW_el	Capacità H_2 trasferita a MATLAB.
Storage H_2	72	GWh_H_2	Accumulo chimico esterno.
Import H_2	2,47	TWh_H_2/anno	Copertura parziale dei fabbisogni obbligati.
Domanda H_2 industria	3,84	TWh_H_2/anno	Domanda obbligatoria esterna.
Liquid fuel	3,954	TWh_fuel/anno	Target PtX limitato.
Domanda EV esterna	0,00	TWh/anno	Modulo EV inattivo nella co-simulazione 2030.

5.5.2 Risultati EnergyPLAN-only dello scenario 2030

La simulazione EnergyPLAN-only 2030 restituisce tre warning: Critical Excess, capacità delle caldaie di teleriscaldamento insufficiente e capacità CCU insufficiente. Il primo non è una grandezza diversa dal CEEP: è un messaggio diagnostico con cui EnergyPLAN segnala che, in una o più condizioni, l'eccesso elettrico supera i criteri interni del modello; il CEEP è invece la quantità energetica annua utilizzata nel confronto numerico. Gli altri due warning riguardano rispettivamente il dimensionamento del settore termico e della sezione di carbon capture and utilisation. Essi vengono mantenuti come caratteristiche del caso sorgente, poiché l'obiettivo della tesi è verificare l'interfaccia e non riprogettare lo scenario 2030.

La produzione elettrica da fonti rinnovabili è pari a circa 229,3 TWh/anno e la quota rinnovabile sulla produzione elettrica è pari al 62,8%. Il CEEP del riferimento allineato è pari a 14,85 TWh/anno; nello stesso prospetto le importazioni elettriche risultano nulle e l'export è anch'esso pari a 14,85 TWh/anno. Rispetto alla precedente run di riferimento, la disattivazione dello storage elettrico interno rende il CEEP più elevato, perché una parte dell'eccesso non può più essere assorbita tramite carica e successiva scarica dell'accumulo. Questo effetto è intenzionale: la run viene utilizzata proprio perché presenta la stessa disponibilità di tale risorsa del file clean impiegato nella co-simulazione.

Dal lato del fuel balance, il valore totale è pari a 1.505,82 TWh/anno e il valore netto, dopo la correzione per gli scambi, è pari a 1.476,11 TWh/anno. Il sistema resta ancora fortemente dipendente da gas naturale e prodotti petroliferi, coerentemente con un orizzonte 2030 non ancora decarbonizzato. Le emissioni di CO_2 totali sono pari a 232,81 Mt/anno, mentre le emissioni nette sono pari a 231,61 Mt/anno. Il costo annuo complessivo riportato dal prospetto EnergyPLAN è pari a 105.815 M€/anno. Questi valori costituiscono il nuovo riferimento omogeneo per il confronto con la co-simulazione 2030.

La Tabella 5.9 riassume i principali risultati della simulazione di riferimento. Essi rappresentano la base per valutare l'effetto della co-simulazione 2030.

Tabella 5.9 - Risultati principali dello scenario 2030 simulato direttamente in EnergyPLAN. Fonte: elaborazione propria su output EnergyPLAN 2030.

Indicatore	Valore	Unità	Commento
Domanda elettrica totale di input	325,91	TWh/anno	Somma delle componenti elettriche del file 2030.
Elec. demand annuale in output	307,50	TWh/anno	Domanda elettrica riportata nella tabella annuale.
Elettricità rinnovabile	229,3	TWh/anno	Produzione elettrica rinnovabile complessiva.
Quota RES su produzione elettrica	62,8	%	Quota rinnovabile sulla produzione elettrica.
Import elettrico	0,00	TWh/anno	Assente nel riferimento allineato.
CEEP / export critico	14,85	TWh/anno	CEEP ed export del riferimento allineato.
Consumo combustibili totale	1505,82	TWh/anno	Fuel balance complessivo.
Consumo combustibili corretto	1476,11	TWh/anno	Fuel balance netto dopo correzione degli scambi.

Indicatore	Valore	Unità	Commento
Emissioni CO_2 totali	232,81	Mt/anno	Emissioni operative del sistema.
Emissioni CO_2 corrette	231,61	Mt/anno	Emissioni nette riportate da EnergyPLAN.
Costo annuo totale	105.815	M EUR/anno	Costo complessivo EnergyPLAN-only.

5.6 Scenario 2030 PNIEC: risultati della co-simulazione EnergyPLAN–MATLAB

5.6.1 Adattamento dello script allo scenario 2030

La co-simulazione 2030 richiede alcune modifiche parametriche rispetto al caso 2050, mantenendo invariata la struttura logica dell'algoritmo. Lo script legge dal file sorgente capacità dell'elettrolizzatore, storage H_2, fabbisogni e parametri economici, quindi azzera nel file EnergyPLAN usato dalla co-simulazione le funzioni esternalizzate. L'import di idrogeno pari a 2,47 TWh_H_2/anno è trattato come condizione al contorno esogena ereditata dallo scenario, non come risultato calcolato dal modello. Di conseguenza, la simulazione non dimostra che il sistema "abbia bisogno" precisamente di tale volume: verifica come l'interfaccia si comporta quando quel flusso è assunto disponibile.

La provenienza geografica, il vettore logistico e l'infrastruttura necessaria a rendere disponibile tale import non sono rappresentati da EnergyPLAN in questa configurazione. Il valore non deve quindi essere letto come verifica della fattibilità di importare idrogeno fisico entro il 2030. In particolare, lo scenario non confronta l'alternativa di importare direttamente e-fuels o altri derivati a maggiore densità energetica. Questa scelta di confine costituisce una limitazione del caso 2030 e andrebbe riconsiderata in uno scenario prospettico aggiornato.

Un elemento specifico del caso 2030 è l'import di idrogeno, pari a 2,47 TWh_H_2/anno. Nel codice adattato, tale import viene utilizzato per coprire prima i carichi obbligatori, riducendo la quantità di idrogeno che deve essere prodotta tramite elettrolisi interna. Questa scelta è coerente con la logica dello scenario: al 2030 l'idrogeno non è ancora rappresen-

tato come un grande vettore nazionale completamente prodotto da rinnovabili domestiche, ma come componente limitata e parzialmente importata.

Il modulo EV rappresenta il caso opposto: pur essendo presente nella struttura del codice, esso non produce effetti perché i parametri di domanda e storage sono nulli. Questo risultato è metodologicamente rilevante. Esso dimostra che lo script non applica automaticamente le ipotesi 2050 a ogni scenario, ma legge e utilizza i parametri specifici del file considerato. In tal modo, il codice evita di introdurre una domanda EV artificiale in un caso in cui lo scenario non la prevede.

5.6.2 Risultati del modulo idrogeno e Power-to-X nello scenario 2030

Nel caso 2030 la produzione totale di idrogeno è pari a 3,874 TWh_H_2/anno. A questa produzione si aggiunge l'import di idrogeno pari a 2,47 TWh_H_2/anno, utilizzato integralmente. L'idrogeno complessivamente disponibile permette di servire 3,84 TWh_H_2/anno di domanda industriale e 2,504 TWh_H_2/anno destinati al liquid fuel. La produzione di synthetic methane è nulla, coerentemente con il target dello scenario.

La produzione di liquid fuel è pari a 3,954 TWh_fuel/anno, esattamente uguale al target. Le domande non soddisfatte risultano nulle: unmet industria, unmet methane e unmet liquid fuel sono tutti pari a zero. Ciò conferma che, pur con capacità molto più limitate rispetto al 2050, il sistema H_2/PtX dello scenario 2030 è gestito in modo coerente dallo script.

L'effetto netto H_2 sulla rete è pari a 5,782 TWh_el/anno. Nella nuova run questo valore include 3,301 TWh_el/anno di elettrolisi obbligatoria e 2,482 TWh_el/anno di elettrolisi flessibile, mentre la correzione terminale è nulla. Rispetto alla precedente inizializzazione dello storage, l'energia precedentemente associata alla fase terminale viene assorbita all'interno dell'elettrolisi ordinaria, senza modificare in modo sostanziale il fabbisogno elettrico annuo complessivo del modulo H_2.

La Tabella 5.10 riporta il bilancio del modulo 2030. I risultati confermano che lo script riesce a scalare verso una configurazione più piccola mantenendo le stesse garanzie di tracciabilità.

Tabella 5.10 - Bilancio annuale del sottosistema H_2/PtX nella co-simulazione 2030. Fonte: elaborazione propria su PtX_EV_summary.txt.

Grandezza	Valore	Unità	Interpretazione
Produzione H_2 totale	3,8742	TWh_H_2/anno	Produzione interna da elettrolisi.
Import H_2 utilizzato	2,4700	TWh_H_2/anno	Copertura esterna dei fabbisogni obbligati.
H_2 verso industria	3,8400	TWh_H_2/anno	Domanda industriale servita.
H_2 verso liquid fuel	2,5042	TWh_H_2/anno	Quota per combustibili liquidi.
H_2 verso synthetic methane	0,0000	TWh_H_2/anno	Modulo metanazione non attivo.
Liquid fuel prodotto	3,9540	TWh_fuel/anno	Target annuale rispettato.
Synthetic methane prodotto	0,0000	TWh_fuel/anno	Target nullo.
Elettrolisi obbligatoria	3,3006	TWh_el/anno	Produzione richiesta dai fabbisogni non coperti da import/storage.
Elettrolisi flessibile	2,4818	TWh_el/anno	Produzione H_2 da energia residua.
Elettrolisi terminale	0,0000	TWh_el/anno	Nessuna correzione terminale richiesta.
Unmet H_2 totale	0,0000	TWh_H_2/anno	Nessun fabbisogno non soddisfatto.
Storage H_2 iniziale	0,000	GWh_H_2	Storage inizialmente vuoto.
Storage H_2 finale (output)	0,000	GWh_H_2	Chiusura ciclica esatta.
Delta storage H_2	0,000	GWh_H_2	Vincolo ciclico rispettato.

La Figura 5.6 mostra l’evoluzione dello storage H_2 nel caso 2030 dopo l’inizializzazione a 0 GWh. Lo storage si carica esclusivamente grazie alla produzione effettuata durante

l'anno, raggiunge un massimo di circa 46,1 GWh, pari a circa il 64% della capacità di 72 GWh, e ritorna esattamente a 0 GWh alla fine della simulazione. Il delta finale-iniziale è quindi nullo e il vincolo ciclico è rispettato senza ricorrere a elettrolisi terminale. Rispetto alla configurazione precedente, il profilo risulta più coerente con la funzione di accumulo stagionale e non beneficia di una riserva iniziale già disponibile.

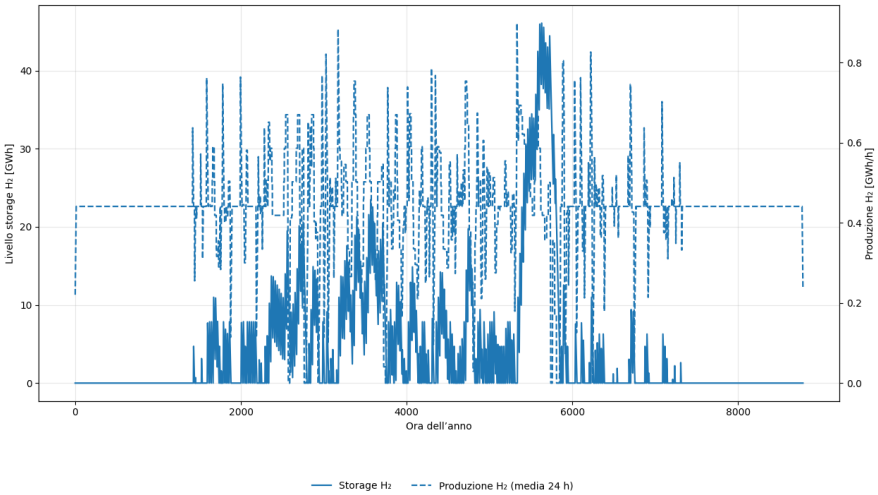


Figura 5.6 - Evoluzione dello storage H_2 e della produzione di idrogeno nello scenario 2030. Fonte: elaborazione propria su output MATLAB.

5.6.3 Risultati del modulo mobilità elettrica nello scenario 2030

Il modulo EV risulta inattivo nello scenario 2030 perché il file sorgente imposta a zero la domanda EV/V2G e la capacità della batteria aggregata. Questo esito non viene interpretato come affermazione sull'assenza reale di veicoli elettrici nel 2030 né come indicazione di minore maturità dell'elettromobilità rispetto all'idrogeno. Al contrario, alla luce dell'attuale sviluppo commerciale degli EV, l'asimmetria dello scenario è una semplificazione ereditata che limita la sua rappresentatività prospettica [43]. Nel presente lavoro essa è mantenuta soltanto per non alterare il caso di riferimento e per verificare che lo script non generi artificialmente flussi EV quando i relativi input sono nulli.

Dal punto di vista metodologico, l'inattività del modulo EV costituisce un controllo di coerenza dell'interfaccia. Lo script mantiene il blocco EV disponibile, ma non introduce alcun contributo quando i relativi parametri sono nulli. Inoltre, i controlli EnergyPLAN interni riportano domanda EV, carica EV, scarica V2G e storage EV interni pari a zero. Questo conferma l'assenza di doppia contabilizzazione e mostra che, nel caso 2030 adottato, il profilo elettrico modificato è determinato dal solo modulo H_2/PtX esternalizzato.

La coerenza del modulo EV nullo è importante anche per l'adattabilità futura dello script. Un codice di co-simulazione utilizzabile su più scenari deve essere in grado sia di gestire flussi elevati, come nel 2050, sia di spegnere automaticamente le componenti non presenti, come nel 2030. In questo senso il test 2030 verifica una forma di robustezza diversa da quella del caso LSS.

Tabella 5.11 - Indicatori del modulo EV nella co-simulazione 2030. Fonte: elaborazione propria su PtX_EV_summary.txt.

Grandezza	Valore	Unità	Interpretazione
EV drive demand served	0,000	TWh/anno	Nessuna domanda EV esterna nello scenario.
EV dump charge	0,000	TWh/anno	Ricarica da surplus non attiva.
EV smart charge	0,000	TWh/anno	Smart charging non attivo.
EV emergency charge	0,000	TWh/anno	Ricarica di emergenza non attiva.
EV V2G discharge	0,000	TWh/anno	V2G non attivo.
Storage EV iniziale	0,000	GWh	Batteria aggregata assente.
Storage EV finale	0,000	GWh	Chiusura ciclica banale ma coerente.
Unmet EV drive	0,000	TWh/anno	Nessuna domanda di trazione non soddisfatta.
EV interno EnergyPLAN	0,000	TWh/anno	Assenza di doppio conteggio.

5.6.4 Confronto tra EnergyPLAN-only e co-simulazione nello scenario 2030

Il confronto 2030, effettuato dopo l'allineamento delle risorse elettriche interne, mostra scostamenti molto più contenuti rispetto alla precedente configurazione di riferimento. La produzione elettrica rinnovabile passa da 229,3 TWh/anno nel caso EnergyPLAN-only a 228,54 TWh/anno nella co-simulazione, con una differenza di circa -0,76 TWh (-0,33%).

Il fuel balance totale diminuisce da 1.505,82 a 1.499,42 TWh/anno (-6,40 TWh, circa -0,43%), mentre le emissioni totali passano da 232,81 a 232,143 $MtCO_2$ (-0,667 Mt, circa -0,29%). Le differenze residue restano quindi compatibili con un diverso dispatch e con la diversa rappresentazione temporale del sottosistema H_2/PtX, senza evidenziare più lo scostamento sistemico osservato quando il riferimento conteneva uno storage elettrico aggiuntivo.

Il CEEP passa da 14,85 TWh/anno nel riferimento EnergyPLAN-only a 15,392 TWh/anno nella co-simulazione, con uno scostamento di +0,542 TWh, pari a circa +3,65%. Le importazioni elettriche risultano invece nulle in entrambe le configurazioni; anche l'export della co-simulazione coincide, entro l'arrotondamento del prospetto, con il CEEP e raggiunge circa 15,39 TWh/anno. Il confronto è pertanto molto più vicino rispetto alla precedente configurazione: la quasi equivalenza dell'eccesso residuo indica che, una volta allineata la disponibilità dello storage elettrico interno, il trasferimento di H_2/PtX a MATLAB non genera più una variazione macroscopica degli scambi elettrici.

La produzione rinnovabile annua resta sostanzialmente invariata (229,3 contro 228,54 TWh) e le importazioni rimangono nulle. Parallelamente, fuel balance ed emissioni si riducono leggermente nella co-simulazione. Il CEEP non diminuisce, ma aumenta di circa 0,54 TWh: tale differenza non viene interpretata come perdita o beneficio energetico autonomo, bensì come effetto della diversa distribuzione oraria dell'elettrolisi e delle regole H_2/PtX rispetto alla gestione interna di EnergyPLAN. La vicinanza degli indicatori annuali mostra comunque che il confronto è ora effettuato su condizioni di base omogenee. Il caso 2030 viene quindi utilizzato come verifica di coerenza dell'interfaccia, non come dimostrazione di un beneficio associato al CEEP. Una differenza residua di circa 0,54 TWh/anno permane tra i due dispatch e non deve essere attribuita integralmente al solo modulo H_2: EnergyPLAN ricalcola infatti generazione programmabile e altre risorse interne in risposta al nuovo profilo. Tuttavia, il fatto che CEEP, importazioni, produzione RES, fuel balance ed emissioni risultino ora molto più vicini rafforza il confronto metodologico e mostra l'importanza di mantenere identiche, tra riferimento e co-simulazione, tutte le risorse non oggetto dell'esternalizzazione.

Tabella 5.12 - Confronto tra scenario 2030 EnergyPLAN-only e co-simulazione. Fonte: elaborazione propria su output EnergyPLAN e PtX_EV_summary.txt.

Indicatore	EnergyPLAN-only	Co-simulazione	Differenza	Interpretazione
Elettricità rinnovabile	229,3 TWh	228,54 TWh	-0,76 TWh	Scostamento contenuto, circa -0,33%.
Import H_2 (input esogeno)	2,47 TWh_H_2	2,47 TWh_H_2	0 TWh	Condizione al contorno ereditata dallo scenario, non risultato del modello.
Domanda EV/V2G di scenario	0,00 TWh	0,00 TWh	0 TWh	Modulo EV nullo in entrambe le configurazioni per parametro sorgente.
CEEP	14,85 TWh	15,392 TWh	+0,542 TWh	Scostamento limitato (+3,65%) dopo l'allineamento dello storage elettrico interno.
Import elettrico	0,00 TWh	0,00 TWh	0,00 TWh	Importazioni nulle in entrambe le configurazioni.
Consumo combustibili totale	1505,82 TWh	1499,42 TWh	-6,40 TWh	Riduzione circa -0,43%.
Gas naturale	525,82 TWh	523,44 TWh	-2,38 TWh	Variazione contenuta.
Carbone	37,18 TWh	36,69 TWh	-0,49 TWh	Variazione contenuta.
Petrolio	404,61 TWh	404,61 TWh	0,00 TWh	Valore invariato.

Indicatore	EnergyPLAN-only	Co-simulazione	Differenza	Interpretazione
Biomassa	239,20 TWh	238,65 TWh	-0,55 TWh	Variazione contenuta.
Emissioni CO_2 totali	232,81 Mt	232,143 Mt	-0,667 Mt	Riduzione circa -0,29%.
Emissioni CO_2 corrette	231,61 Mt	230,798 Mt	-0,812 Mt	Riduzione circa -0,35%.

La Figura 5.7 mostra l'andamento orario di CEEP ed importazioni nella co-simulazione 2030 utilizzando direttamente le colonne identificate dalle intestazioni dell'output EnergyPLAN finale. Le importazioni risultano nulle lungo l'intero anno, mentre il CEEP/export si concentra soprattutto tra la fine dell'inverno e il periodo estivo e raggiunge complessivamente circa 15,39 TWh/anno. Il grafico conferma quindi che il caso 2030 non presenta il deficit di importazione precedentemente suggerito dai file diagnostici indicizzati, ma una criticità prevalentemente associata all'eccesso elettrico residuo.

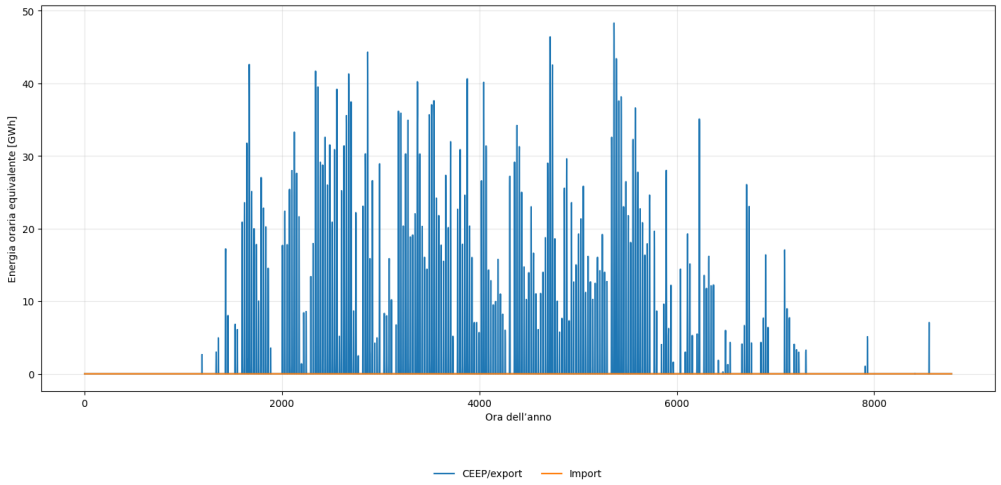


Figura 5.7 - Importazioni e CEEP residui nella co-simulazione dello scenario 2030. Fonte: elaborazione propria su output EnergyPLAN finale.

5.7 Valutazione comparativa tra scenario 2050 e scenario 2030

5.7.1 Robustezza dello script rispetto a scenari diversi

Il confronto tra 2050 e 2030 conferma che la procedura non è legata a un solo file di input. Nel 2050 lo script gestisce un sistema con grandi flussi H_2, combustibili sintetici rilevanti

e flotta EV aggregata. Nel 2030 lo stesso schema operativo viene applicato a un sistema molto più piccolo, nel quale l'idrogeno è parzialmente importato e il modulo EV è inattivo. In entrambi i casi le unmet demand risultano nulle e lo storage H_2 presenta una chiusura ciclica esatta, con livello iniziale e finale pari a 0 GWh.

La robustezza riguarda soprattutto la capacità di leggere i parametri dello scenario e di adattare le grandezze esterne. Un errore tipico in procedure di co-simulazione consiste nel mantenere valori hard-coded non più coerenti con il file EnergyPLAN analizzato. Nel caso 2030, invece, la domanda EV resta zero, lo storage EV resta zero e l'import H_2 viene recepito come input esogeno. Questo indica che lo script può essere applicato a parametrizzazioni differenti, purché i dati siano letti e controllati correttamente; non implica, da solo, generalizzabilità a qualunque scenario EnergyPLAN.

La robustezza non deve però essere confusa con universalità completa. Lo script è stato validato su due casi, ma resta una procedura costruita intorno a specifiche convenzioni di colonne, unità e profili EnergyPLAN. Un cambio di versione del software, di struttura dell'output orario o di denominazione dei parametri richiederebbe nuovi controlli. La validazione ottenuta mostra quindi che la metodologia è riproducibile nei casi analizzati, non che sia automaticamente trasferibile senza verifica a qualsiasi modello EnergyPLAN.

5.7.2 Differenze nel ruolo della flessibilità

Il ruolo dei sottosistemi esterni è profondamente diverso nei due scenari. Nel 2050 H_2 ed EV sono componenti strutturali del caso di studio: l'effetto netto H_2 sulla domanda è pari a 202,72 TWh/anno e quello EV a circa 48,52 TWh/anno. Il CEEP della run finale resta elevato, pur risultando inferiore di circa 8,26 TWh/anno rispetto al riferimento. Questo caso verifica soprattutto che la co-simulazione possa gestire flussi molto grandi mantenendo tracciabili i servizi finali e i contributi elettrici esterni.

Nel 2030 l'effetto elettrico esterno H_2 è pari a 5,78 TWh/anno e il modulo EV è nullo. Dopo l'allineamento della simulazione di riferimento, il CEEP varia soltanto da 14,85 a 15,39 TWh/anno e le importazioni restano nulle in entrambi i casi. Lo scostamento residuo è quindi molto più contenuto rispetto a quello osservato nella precedente configurazione e risulta coerente con una diversa distribuzione temporale dell'elettrolisi e con il ridispatch delle risorse interne di EnergyPLAN. Il caso 2030 evidenzia soprattutto l'importanza di costruire un riferimento perfettamente omogeneo prima di attribuire le differenze alla co-simulazione.

Il confronto evidenzia quindi un punto metodologico importante: la co-simulazione deve essere valutata rispetto a un riferimento costruito con le stesse risorse di sistema non esternalizzate. Nel 2050 i grandi carichi esterni coesistono con un CEEP ancora elevato; nel 2030, dopo l'allineamento dello storage elettrico interno, EnergyPLAN-only e co-simulazione presentano CEEP molto simili, importazioni nulle e differenze inferiori all'1% per diversi indicatori annuali. La procedura resta uno strumento di analisi e non un algoritmo di ottimizzazione, ma il nuovo confronto riduce sensibilmente le criticità di equivalenza precedentemente osservate.

5.7.3 Indicatori di validazione trasversali

La Tabella 5.13 riassume gli indicatori trasversali di validazione. Essa non ripete tutti i risultati annuali, ma evidenzia gli aspetti che determinano il giudizio finale sulla metodologia: chiusura degli storage, domande non soddisfatte, doppio conteggio, CEEP, importazioni e adattabilità dello script.

Tabella 5.13 - Indicatori sintetici di validazione nei due scenari. Fonte: elaborazione propria su output EnergyPLAN e MATLAB.

Indicatore	**Scenario 2050**	**Scenario 2030**	**Interpretazione**
Chiusura storage H_2	0 → 0 GWh	0 → 0 GWh	Chiusura ciclica esatta in entrambi gli scenari.
Chiusura storage EV	Delta 0,00 GWh	Delta 0,00 GWh	EV attivo nel 2050 e correttamente nullo nel 2030.
Unmet H_2	0,00 TWh	0,00 TWh	Domande obbligate completamente soddisfatte.
Unmet EV	0,00 TWh	0,00 TWh	Mobilità servita nel 2050; domanda assente nel 2030.
EV interni EnergyPLAN	0,00 TWh	0,00 TWh	Assenza di doppio conteggio EV/V2G.
Effetto netto H_2	202,72 TWh_el	5,782 TWh_el	Scala molto diversa, stessa logica di bilancio.

Indicatore	Scenario 2050	Scenario 2030	Interpretazione
Effetto netto EV	48,524 TWh_el	0,00 TWh_el	Modulo EV attivo solo dove previsto.
CEEP	93,0 → 84,74 TWh	14,85 → 15,392 TWh	Scostamento limitato nel 2030 (+0,542 TWh) dopo l'allineamento del riferimento.
Import elettrico	0,00 → 0,058 TWh	0,00 → 0,00 TWh	Importazioni nulle nel 2030; effetto trascurabile anche nel 2050.
Emissioni CO_2	0,00 → 0,00 Mt	232,81 → 232,143 Mt	Nel 2030 le emissioni diminuiscono lievemente nella co-simulazione.

Il CEEP resta un indicatore utile per osservare l'allocazione dell'eccesso elettrico, ma non deve essere interpretato isolatamente. Nel 2050 la variazione è più marcata, pur in presenza di produzione RES e importazioni quasi invariate; nel 2030 il nuovo riferimento allineato porta invece a valori molto vicini tra EnergyPLAN-only e co-simulazione, 14,85 e 15,39 TWh/anno, con importazioni nulle in entrambi i casi. La lettura congiunta di CEEP, scambi, fuel balance, emissioni e stato degli accumuli mostra quindi che una parte rilevante della precedente discrepanza derivava dalla diversa disponibilità dello storage elettrico e non dall'esternalizzazione dell'idrogeno in sé.

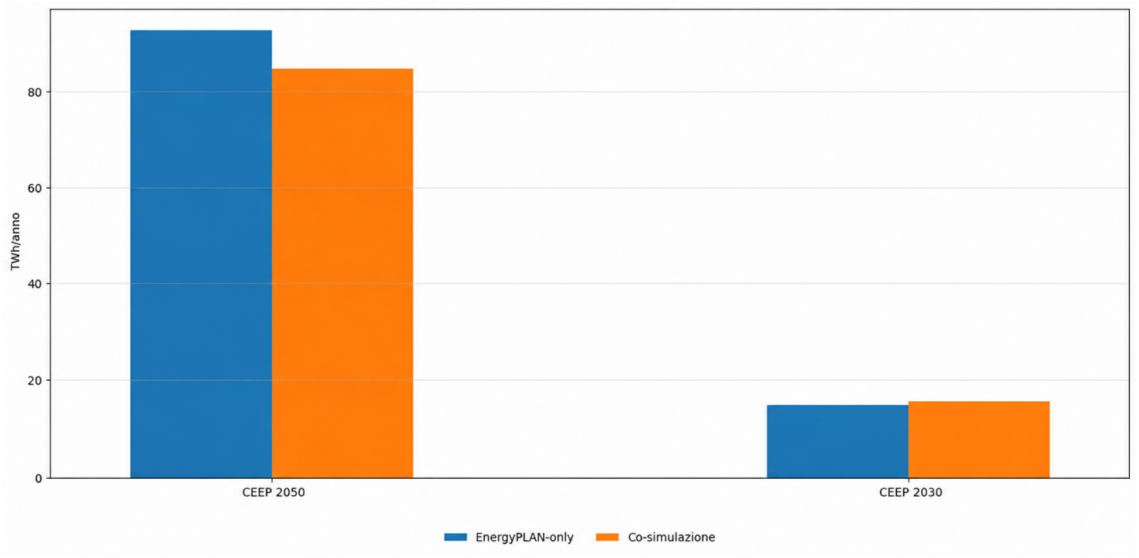


Figura 5.8 - Confronto sintetico di CEEP e importazioni tra EnergyPLAN-only e co-simulazione nei due scenari. Fonte: elaborazione propria su output EnergyPLAN e MATLAB.

5.7.4 Analisi delle curve di durata di CEEP e importazioni

Un ulteriore controllo utile per la validazione consiste nell'analizzare non solo i valori annuali di CEEP e importazione, ma anche la loro distribuzione oraria. Due scenari possono presentare lo stesso valore annuo di eccesso o di importazione e, tuttavia, avere implicazioni operative molto diverse: nel primo caso l'eccesso può essere concentrato in poche ore molto critiche, mentre nel secondo può essere distribuito su molte ore con valori più contenuti. Per questa ragione le curve di durata costituiscono un indicatore complementare rispetto alle tabelle annuali.

La Figura 5.9 riporta le curve di durata del CEEP e delle importazioni residue nelle due co-simulazioni, ricavate direttamente dalle colonne dell'output EnergyPLAN finale. Nel caso 2050, la curva del CEEP rimane estesa e caratterizzata da valori elevati in molte ore dell'anno. Questo conferma che, pur assorbendo una quantità rilevante di energia attraverso H_2/PtX ed EV, lo scenario mantiene una quota strutturale di sovrapproduzione rinnovabile. Le importazioni 2050 sono invece quasi nulle.

Le curve di durata confermano la differenza di scala tra i due scenari. Nel 2050 prevalgono ore con eccesso residuo anche molto elevato e importazioni quasi nulle; nel 2030 il CEEP presenta valori massimi inferiori e le importazioni restano identicamente nulle. La curva 2030 deve essere letta insieme al confronto annuale con il riferimento EnergyPLAN-only: il valore complessivo di 15,39 TWh/anno è prossimo ai 14,85 TWh/anno del caso puro, indicando che l'esternalizzazione H_2/PtX modifica soprattutto la distribuzione temporale

dell’eccesso senza introdurre un fabbisogno netto di importazione.

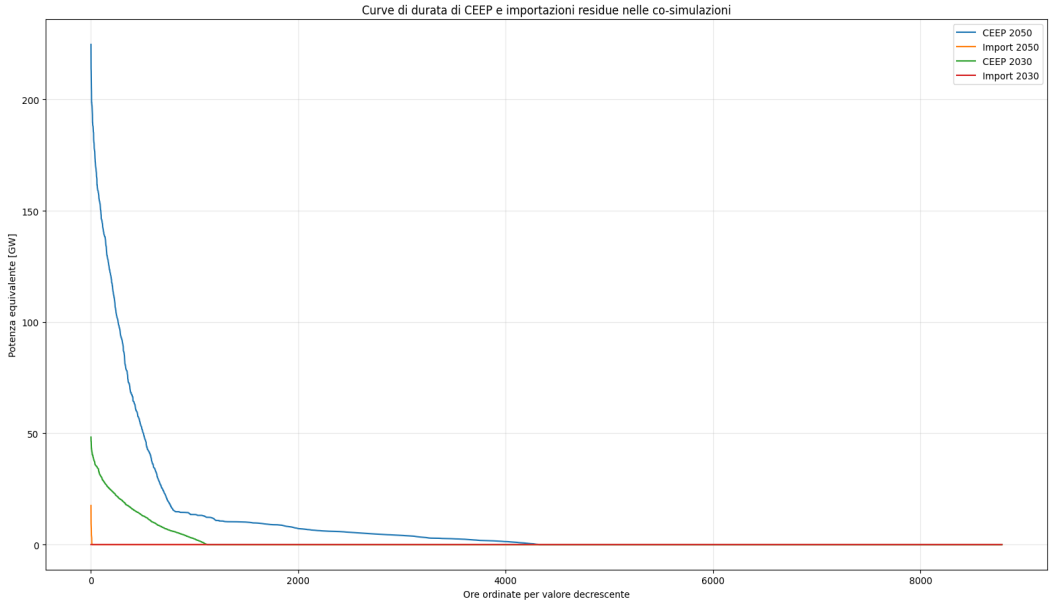


Figura 5.9 - Curve di durata di CEEP e importazioni residue nelle co-simulazioni 2050 e 2030. Fonte: elaborazione propria su output EnergyPLAN finale.

Dal punto di vista metodologico, la Figura 5.9 rafforza l’utilità di verificare la procedura su due scenari differenti. Il 2050 mette alla prova lo script con grandi volumi energetici e lunghi periodi di surplus; il 2030 ne verifica il comportamento in una configurazione di medio periodo più vicina temporalmente al sistema attuale, ma basata su ipotesi sorgente specifiche. Le curve mostrano che, una volta allineate le risorse interne, il 2030 mantiene un profilo di CEEP coerente con il riferimento e non genera importazioni elettriche residue.

Questo risultato è particolarmente importante per la lettura del Capitolo 5. Le tabelle annuali indicano la dimensione complessiva dei fenomeni, mentre le curve di durata mostrano la persistenza temporale delle condizioni critiche. Nel 2050 l’eccesso rinnovabile è un fenomeno diffuso; nel 2030 la run finale presenta un CEEP di circa 15,39 TWh/anno, molto vicino al riferimento allineato di 14,85 TWh/anno, e importazioni nulle. La verifica oraria conferma pertanto che il confronto tra EnergyPLAN-only e co-simulazione deve essere costruito con lo stesso insieme di risorse di flessibilità prima di valutare gli effetti specifici del modulo esterno.

La Tabella 5.14 sintetizza l’interpretazione congiunta delle curve di durata e degli indicatori annuali.

Aspetto analizzato	Scenario 2050	Scenario 2030	Interpretazione metodologica
CEEP residuo	Elevato e distribuito su molte ore	15,39 TWh, prossimo ai 14,85 TWh del riferimento	Il confronto 2030 mostra uno scostamento limitato dopo l'allineamento delle risorse interne.
Importazioni residue	Quasi nulle	Nulle	Il 2030 non introduce importazioni residue nella run finale correttamente letta.
Ruolo dell'idrogeno	Assorbimento energetico strutturale e di grande scala	Assorbimento limitato con CEEP vicino al riferimento	L'effetto H_2 esterno è tracciabile; lo scostamento sistemico residuo è contenuto.
Ruolo EV	Carico flessibile e risorsa V2G	Modulo sostanzialmente inattivo	Lo script non introduce artificialmente flussi EV se i parametri di scenario sono nulli.

Tabella 5.14 - Lettura congiunta delle curve di durata e degli indicatori annuali. Fonte: elaborazione propria su output EnergyPLAN e MATLAB.

5.7.5 Distribuzione mensile degli effetti netti dei sottosistemi esterni

Oltre alle curve di durata, è utile osservare la distribuzione mensile dell'effetto netto dei sottosistemi esterni sulla rete. Questa analisi permette di verificare se il contributo di H_2 ed EV sia concentrato in specifiche stagioni o se risulti relativamente omogeneo nel corso dell'anno. Tale informazione è rilevante perché gli scenari ad alta penetrazione rinnovabile presentano una forte variabilità stagionale, soprattutto per la produzione fotovoltaica e per la domanda termica elettrificata.

Nello scenario 2050, riportato in Figura 5.10, l'effetto netto dell'idrogeno è positivo in tutti i mesi, perché il sottosistema H_2/PtX è dominato dall'assorbimento elettrico degli elettrolizzatori. La componente flessibile tende ad aumentare nei mesi caratterizzati da maggiore

disponibilità di energia rinnovabile, mentre la componente obbligatoria rimane più regolare perché legata alla domanda industriale e ai target di combustibili sintetici. L'effetto EV è più articolato: la ricarica da surplus e lo smart charging aumentano la domanda, mentre il V2G la riduce nelle ore di deficit. Il risultato netto resta comunque positivo, confermando che la mobilità elettrica agisce prevalentemente come carico flessibile, pur fornendo supporto nelle ore critiche.

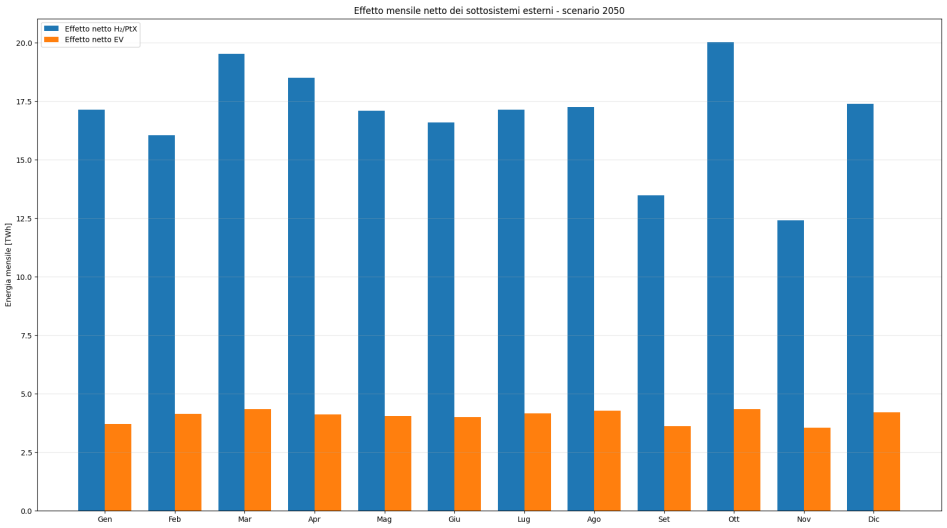


Figura 5.10 - Distribuzione mensile dell'effetto elettrico netto dei sottosistemi H_2/PtX ed EV nello scenario 2050. Fonte: elaborazione propria su output MATLAB.

Nello scenario 2030, rappresentato in Figura 5.11, l'effetto netto è quasi interamente attribuibile al modulo idrogeno. La presenza di import H_2 riduce il fabbisogno di elettrolisi interna, mentre la capacità di elettrolizzatore pari a 3 GW limita la potenza massima assorbibile. Il profilo mensile mostra quindi un contributo molto più contenuto rispetto al 2050, coerente con la natura del caso 2030: lo scenario non è progettato come sistema fortemente Power-to-X, ma come configurazione intermedia nella quale il ruolo dell'idrogeno è ancora limitato.

La lettura mensile consente inoltre di verificare che la co-simulazione non produca discontinuità anomale tra i mesi. Nel 2050 la produzione terminale H_2 aggiuntiva è nulla, mentre il modulo EV applica una correzione terminale limitata per riportare lo storage al livello iniziale. Nel 2030 sia lo storage H_2 iniziale sia quello finale sono nulli e non è necessaria elettrolisi terminale. Anche nel 2050 lo storage H_2 ritorna a 0 GWh alla fine dell'anno. Il controllo temporale mostra quindi che i risultati annuali derivano principalmente dalle

regole ordinarie di produzione e ricarica e che le principali variabili di stato chiudono sul livello iniziale.

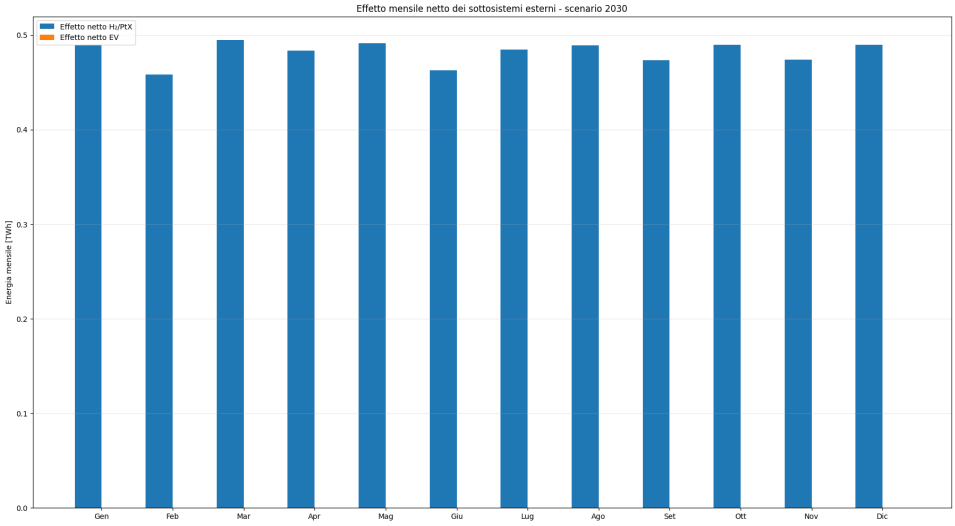


Figura 5.11 - Distribuzione mensile dell'effetto elettrico netto del modulo H_2/PtX nello scenario 2030. Fonte: elaborazione propria su output MATLAB.

Nel confronto tra le due figure emerge soprattutto la diversa parametrizzazione ereditata dai due scenari. Nel 2050 l'interfaccia MATLAB–EnergyPLAN gestisce H_2/PtX ed EV, mentre nel file 2030 il blocco EV/V2G è nullo. Tale differenza non viene interpretata come misura della maturità tecnologica reale: alla luce dell'attuale diffusione commerciale dell'elettromobilità, l'assenza di EV nel caso 2030 costituisce anzi una scelta dello scenario sorgente che ne limita la rappresentatività prospettica [43]. Nel presente lavoro essa è mantenuta per verificare che lo script non introduca contributi non previsti dagli input.

Questa analisi permette di evitare una ripetizione descrittiva dei singoli flussi già discussi nelle sezioni precedenti. Il punto centrale non è ricalcolare nuovamente tutti i bilanci, ma mostrare come gli effetti annuali si distribuiscano nel tempo. La validazione risulta più solida se un valore annuale è accompagnato da una struttura temporale coerente, senza picchi inspiegabili, inversioni di segno non giustificate o variazioni incompatibili con le regole operative descritte nel Capitolo 4.

La distribuzione mensile degli effetti netti costituisce quindi un controllo aggiuntivo di coerenza tra parametri di input e comportamento dello script. Nel 2050 il peso dei sottosistemi esterni è rilevante durante l'intero anno; nel 2030 l'effetto è più limitato e concentrato sul solo idrogeno perché il blocco EV/V2G del file sorgente è nullo. Il controllo

mensile è utile soprattutto per individuare errori di normalizzazione dei profili o di conversione delle unità: una distribuzione temporalmente anomala avrebbe richiesto una verifica della lettura dei file e del passaggio tra MWh, GWh e TWh.
La Tabella 5.15 riassume il significato dei principali controlli temporali effettuati sui profili mensili e orari.

Controllo temporale	**Evidenza nei risultati**	**Ruolo nella validazione**
Curve di durata	Persistenza oraria di CEEP e importazioni nei due scenari	Distingue criticità concentrate da criticità strutturali.
Distribuzione mensile H_2	Effetto netto positivo e coerente con capacità e target PtX	Verifica che elettrolisi obbligatoria e flessibile siano temporalmente interpretabili.
Distribuzione mensile EV	Effetto presente solo nel 2050 e nullo nel 2030	Controlla che il modulo EV non introduca domanda artificiale.
Controllo terminale H_2	2030: 0 → 0 GWh; 2050: 0 → 0 GWh	Quantifica l'efficacia e il limite della chiusura annuale dello storage H_2.
Import/CEEP residui	2030: CEEP vicino al riferimento allineato e import nullo	Verifica la coerenza del confronto dopo l'allineamento delle risorse interne.

Tabella 5.15 - Controlli temporali aggiuntivi utilizzati per la validazione. Fonte: elaborazione propria su output EnergyPLAN e MATLAB.

5.7.6 Controlli finali di consistenza della co-simulazione

L'ultimo livello di validazione riguarda la consistenza interna dei file prodotti dalla co-simulazione. Tale controllo è distinto dal confronto tra scenari: anche se due simulazioni producessero indicatori annuali ragionevoli, la procedura potrebbe comunque essere affetta da errori di interfaccia. Per questo motivo sono stati verificati i file orari generati da MATLAB, i valori riepilogativi del summary e gli output finali di EnergyPLAN.
Il primo controllo riguarda la coerenza tra effetto netto dei sottosistemi e domanda elettrica modificata. In entrambi gli scenari la domanda trasferita a EnergyPLAN è costruita come somma della domanda iniziale e dei contributi esterni, con segno positivo per rica-

riche ed elettrolisi e segno negativo per V2G e fuel cell. La presenza di file separati per H2_net_grid_effect ed EV_net_grid_effect consente di ricostruire il contributo aggregato e di verificare che la modifica del profilo elettrico non sia una trasformazione opaca, ma una composizione di flussi interpretabili.

Il secondo controllo riguarda le variabili di stato. Nel 2030 lo storage H_2 parte e termina esattamente a 0 GWh. Anche nel 2050 lo storage H_2 parte da 0 GWh e ritorna a 0 GWh al termine dell'anno, rispettando il target finale imposto. Lo storage EV ritorna al livello iniziale di 321,5 GWh nel 2050 e rimane nullo nel 2030. Il confronto conferma quindi che la nuova inizializzazione elimina l'energia iniziale gratuita dell'idrogeno e che, nelle run definitive, le principali variabili di stato chiudono ciclicamente sull'orizzonte annuale.

Il terzo controllo riguarda le domande non soddisfatte. Nei risultati analizzati, le unmet demand relative a industria, synthetic methane, liquid fuel ed EV drive sono nulle. Ciò significa che i target imposti nei due scenari vengono rispettati nel perimetro del modello MATLAB. Questa verifica è essenziale: una riduzione di importazioni o CEEP ottenuta lasciando non soddisfatte quote di domanda non sarebbe una validazione positiva della metodologia, ma un errore di bilancio.

Il quarto controllo riguarda il doppio conteggio. In entrambi gli scenari, le voci interne EnergyPLAN relative a EV demand, EV charge, V2G discharge e storage EV risultano nulle. Questo conferma che la mobilità elettrica non viene contabilizzata contemporaneamente dentro EnergyPLAN e dentro MATLAB. Analogamente, i flussi H_2/PtX modellati esternamente sono trasferiti a EnergyPLAN attraverso il loro effetto elettrico, senza duplicare direttamente le stesse produzioni nel modello principale.

Verifica	**Scenario 2050**	**Scenario 2030**	**Esito metodologico**
Storage H_2 finale (output) vs iniziale	0 → 0 GWh	0 → 0 GWh	Chiusura ciclica esatta sia nel 2030 sia nel 2050.
Storage EV finale = iniziale	321,5 GWh = 321,5 GWh	0 GWh = 0 GWh	Nessun prelievo netto dalla flotta aggregata.
Unmet H_2	0 TWh/anno	0 TWh/anno	Domande obbligatorie soddisfatte.

Verifica	Scenario 2050	Scenario 2030	Esito metodologico
Unmet EV drive	0 TWh/anno	0 TWh/anno	Servizio di mobilità preservato o modulo inattivo.
EV interni EnergyPLAN	0 TWh/anno	0 TWh/anno	Doppio conteggio EV assente.
Fuel cell	0 TWh/anno	0 TWh/anno	Modulo presente nel codice ma non attivo nei casi simulati.

Tabella 5.16 - Controlli finali di consistenza della co-simulazione nei due scenari. Fonte: elaborazione propria su PtX_EV_summary.txt e output EnergyPLAN.

La Tabella 5.16 evidenzia che la validazione non si basa su un singolo indicatore, ma su un insieme di controlli coerenti. Le unmet demand nulle garantiscono che i target imposti non siano stati sacrificati; l'assenza di flussi EV interni a EnergyPLAN conferma la corretta separazione dei domini di modellazione; la chiusura EV è esatta; lo storage H_2 chiude esattamente nel 2030 e presenta invece un residuo quantificato nel 2050. La fuel cell nulla ricorda inoltre che il codice conserva una struttura generale, ma nei casi analizzati non utilizza la riconversione dell'idrogeno in elettricità.

Questi controlli consentono di formulare un giudizio circoscritto sulla metodologia. Lo script non deve essere valutato sulla capacità di annullare ogni criticità dello scenario, perché non è un ottimizzatore globale, bensì sulla capacità di rappresentare i sottosistemi esterni in modo tracciabile, rispettare i fabbisogni energetici dichiarati ed evitare doppie contabilizzazioni. I due casi supportano tali verifiche di interfaccia e, nelle run definitive, gli storage H_2 chiudono al rispettivo livello iniziale. La validazione non dimostra comunque equivalenza del dispatch rispetto a EnergyPLAN-only né validità previsionale degli scenari futuri.

Rimane comunque necessario distinguere tra validazione del codice e qualità dello scenario. La co-simulazione può evidenziare CEEP residuo, importazioni o consumi fossili senza che ciò costituisca un errore dello script. Tali grandezze dipendono dalla configurazione di partenza, dalle capacità installate, dai profili temporali e dalle strategie interne di EnergyPLAN. La metodologia sviluppata permette di osservarle e quantificarle, non di eliminarle automaticamente. Questa distinzione sarà ripresa nel Capitolo 6, dove i limiti

del metodo verranno discussi insieme ai possibili sviluppi futuri.

5.8 Sintesi dei risultati della validazione

Le verifiche svolte nel Capitolo 5 mostrano che la metodologia di co-simulazione soddisfa gli obiettivi principali di tracciabilità e controllo nei casi analizzati. Nel 2050 lo script gestisce un sistema fortemente rinnovabile con grandi flussi di idrogeno, produzione di combustibili sintetici e flotta EV aggregata. Le domande H_2 ed EV risultano soddisfatte, lo storage EV chiude al livello iniziale e i contributi interni EnergyPLAN relativi agli EV sono nulli. Anche lo storage H_2 parte da 0 GWh e termina a 0 GWh, rispettando il target ciclico imposto. La run finale presenta un CEEP pari a 84,74 TWh/anno rispetto a circa 93 TWh/anno del riferimento, con emissioni nulle e importazioni quasi trascurabili; tale differenza viene interpretata come esito di un ridispatch diverso, non come prova autonoma di maggiore efficienza.

Nel caso 2030, la metodologia evidenzia soprattutto adattabilità parametrica: utilizza un elettrolizzatore molto più piccolo, recepisce un import H_2 esogeno e mantiene inattivo il modulo EV perché gli input del file sorgente sono nulli. Dopo avere allineato al file clean le risorse elettriche interne non oggetto dell'esternalizzazione, il confronto con EnergyPLAN-only risulta molto più coerente: il CEEP passa da 14,85 a 15,39 TWh/anno, le importazioni restano nulle, la produzione RES varia di circa -0,33%, il fuel balance di circa -0,43% e le emissioni totali di circa -0,29%. Il caso 2030 supporta quindi la validazione dell'interfaccia e mostra, al tempo stesso, quanto sia decisiva l'omogeneità degli input utilizzati nei due termini di confronto.

Il confronto tra i due scenari conferma che la procedura è uno strumento di analisi e validazione, non un algoritmo di ottimizzazione. Essa permette di trasferire a MATLAB sottosistemi complessi, mantenere memoria degli stati, controllare le domande non soddisfatte e restituire a EnergyPLAN una domanda elettrica modificata tracciabile. Non garantisce invece la minimizzazione automatica del CEEP, dei costi o delle emissioni. Tali obiettivi richiederebbero logiche di ottimizzazione o strategie di controllo più avanzate, che saranno richiamate nel Capitolo 6 come possibili sviluppi futuri.

Nel complesso, i risultati supportano la fattibilità metodologica dell'accoppiamento MATLAB–EnergyPLAN e ne verificano il funzionamento nei due casi considerati. La co-simulazione mantiene tracciabili i flussi esternalizzati e restituisce risultati interpreta-

bili. Il caso 2030 mostra inoltre che differenze apparentemente attribuibili all'interfaccia possono derivare da condizioni di input non perfettamente allineate: una volta uniformata la disponibilità dello storage elettrico interno, gli indicatori annuali risultano molto più vicini. Il Capitolo 6 riprende pertanto sia gli elementi di coerenza sia i limiti residui del metodo.

6. Conclusioni

La presente tesi ha sviluppato e validato una metodologia di co-simulazione tra EnergyPLAN e MATLAB finalizzata all'analisi di un sistema energetico nazionale caratterizzato da elevata penetrazione delle fonti rinnovabili, crescente elettrificazione degli usi finali e progressiva integrazione di nuovi vettori energetici. Il lavoro è stato impostato con un obiettivo metodologico preciso: mantenere EnergyPLAN come modello principale del sistema energetico, sfruttandone la rappresentazione integrata dei diversi settori, e utilizzare MATLAB come ambiente esterno per introdurre logiche operative personalizzate nei sottosistemi dell'idrogeno, del Power-to-X e della mobilità elettrica. La procedura sviluppata non è stata quindi concepita come sostituzione di EnergyPLAN né come strumento di ottimizzazione automatica dello scenario, ma come interfaccia capace di modificare in modo tracciabile il profilo elettrico, preservare la memoria degli stati di accumulo e verificare gli effetti delle decisioni esterne sul bilancio energetico complessivo.

La validazione è stata condotta su due configurazioni significativamente differenti: uno scenario LSS al 2050, caratterizzato da un ruolo strutturale dell'idrogeno, dei combustibili sintetici e dei veicoli elettrici, e uno scenario al 2030 fornito dal Prof. Pastore e utilizzato per verificare l'adattabilità dello script a una configurazione meno spinta. L'impiego di due casi con caratteristiche energetiche e tecnologiche diverse ha consentito di valutare non soltanto la correttezza dei bilanci, ma anche la robustezza della logica di accoppiamento. I risultati mostrano che la metodologia riesce a mantenere separati i domini di calcolo, a evitare doppie contabilizzazioni e a restituire a EnergyPLAN una domanda modificata coerente con i flussi calcolati in MATLAB; con la nuova inizializzazione H_2 a zero, lo storage chiude esattamente a 0 GWh in entrambi gli scenari.

6.1 Sintesi del lavoro e contributo metodologico

Il punto di partenza della tesi è rappresentato dalla crescente complessità dei sistemi energetici decarbonizzati. In presenza di quote elevate di fotovoltaico ed eolico, la sola verifica dei bilanci annuali non è sufficiente a descrivere il funzionamento del sistema, poiché produzione e domanda possono risultare fortemente disallineate nel tempo. Accumuli, elettrolizzatori, pompe di calore, veicoli elettrici e processi Power-to-X introducono inoltre

nuove interazioni tra settori che rendono necessario considerare non soltanto quanta energia viene prodotta e consumata, ma anche in quali ore avvengono tali scambi e secondo quali priorità operative.

EnergyPLAN è stato utilizzato per conservare una rappresentazione integrata del sistema energetico nazionale, includendo produzione elettrica, domanda, fonti rinnovabili, accumuli interni, settore termico, combustibili e scambi con l'estero. MATLAB è stato invece impiegato per rendere esplicito il comportamento dei sottosistemi selezionati. La scelta non deriva dall'impossibilità di EnergyPLAN di rappresentare idrogeno o veicoli elettrici, ma dalla necessità di controllare direttamente priorità, stati di carica, target annuali, vincoli terminali e strategie di ricarica attraverso un algoritmo documentabile e modificabile dall'utente.

Il contributo originale del lavoro consiste pertanto nella formalizzazione dell'interfaccia tra i due ambienti. La variabile di scambio principale è la domanda elettrica modificata: MATLAB legge gli output orari di EnergyPLAN, costruisce un segnale di bilancio, aggiorna i moduli H_2/PtX ed EV, calcola i relativi assorbimenti o immissioni e restituisce al modello energetico un nuovo profilo annuale. Questo approccio permette di evitare che i due software risolvano indipendentemente lo stesso sottosistema e rende possibile ricostruire a posteriori il contributo di ciascuna componente. La tracciabilità è stata rafforzata mediante la generazione di file orari dedicati a produzione di idrogeno, stato degli accumuli, destinazione dell'H_2, ricariche EV, V2G, CEEP, importazioni ed effetto netto dei sottosistemi sulla rete.

Un ulteriore elemento metodologico è rappresentato dalla gestione delle variabili di stato. Lo storage di idrogeno e la batteria EV aggregata non vengono trattati come correzioni indipendenti ora per ora, ma come grandezze dinamiche il cui valore dipende dalle decisioni precedenti. L'introduzione di vincoli terminali consente inoltre di confrontare scenari annuali senza attribuire benefici artificiali al consumo netto dell'energia inizialmente immagazzinata. In questo modo la co-simulazione mantiene una struttura causalmente coerente e rende verificabile la chiusura energetica degli accumuli.

6.2 Principali risultati della validazione

Lo scenario 2050 ha costituito il test principale della metodologia, poiché concentra nello stesso sistema una produzione rinnovabile molto elevata, grandi volumi di idrogeno

e combustibili sintetici e una flotta EV aggregata con funzioni di ricarica controllata e Vehicle-to-Grid. In questo caso il modulo MATLAB produce complessivamente 169,27 TWh_H_2/anno e assorbe 202,72 TWh_el/anno attraverso l'elettrolisi. L'idrogeno destinato agli usi finali è pari a 16,70 TWh_H_2/anno per l'industria, 36,14 TWh_H_2/anno per il synthetic methane e 116,23 TWh_H_2/anno per il liquid fuel. I target annuali di 60 TWh_fuel di synthetic methane e 183,52 TWh_fuel di combustibili liquidi risultano rispettati e le domande di idrogeno non soddisfatte sono nulle. Nella run definitiva lo storage H_2 parte da 0 GWh e ritorna a 0 GWh alla fine dell'anno, con delta finale-iniziale nullo.

Anche il modulo di mobilità elettrica presenta un comportamento coerente con i vincoli imposti. La domanda di trazione, pari a 41,60 TWh/anno, viene integralmente soddisfatta. La flotta assorbe 41,99 TWh/anno mediante ricarica da surplus e 24,19 TWh/anno mediante smart charging, mentre restituisce 17,65 TWh/anno alla rete attraverso il V2G. L'effetto elettrico netto del modulo EV è pari a 48,52 TWh/anno. La ricarica di emergenza risulta nulla e lo storage EV parte e termina a 321,5 GWh. Anche lo storage H_2, inizializzato a 0 GWh e con target finale pari a 0 GWh, termina a 0 GWh; il delta finale-iniziale è pertanto nullo e il vincolo ciclico del modulo H_2 risulta soddisfatto.

Sul piano sistemico, nel 2050 la produzione rinnovabile resta sostanzialmente invariata, passando da 781,2 a 782,84 TWh/anno, mentre il fabbisogno elettrico annuo attribuito all'elettrolisi passa da 202,48 a 202,72 TWh. Il CEEP diminuisce da 93,0 a 84,74 TWh/anno e le importazioni restano quasi nulle. Tale differenza non viene interpretata come energia risparmiata né come dimostrazione che sia possibile ridurre direttamente la capacità RES installata: indica piuttosto una diversa distribuzione temporale dei carichi e del dispatch. Una valutazione sulla riduzione della potenza rinnovabile richiederebbe una nuova ottimizzazione delle capacità.

Un controllo particolarmente significativo riguarda il confronto economico. L'output EnergyPLAN della co-simulazione, considerato isolatamente, presenta un costo inferiore perché non include le tecnologie trasferite a MATLAB. Una volta reintegrato il costo annualizzato esterno, pari a circa 9.557,75 M EUR/anno, il costo complessivo confrontabile della co-simulazione è pari a circa 67.506,75 M EUR/anno, rispetto a 67.290 M EUR/anno della simulazione EnergyPLAN-only. Lo scostamento è dell'ordine dello 0,32%. Tale risultato non costituisce una validazione economica delle tecnologie, ma rappresenta un controllo importante sulla correttezza del perimetro di calcolo: il trasferi-

mento di H_2/PtX a MATLAB non comporta la perdita del relativo contributo economico dal bilancio complessivo.

Lo scenario 2030 ha fornito un test complementare. La capacità dell'elettrolizzatore è ridotta a 3 GW, lo storage H_2 a 72 GWh e il modulo EV esterno è inattivo. La produzione interna di idrogeno è pari a 3,874 TWh_H_2/anno e viene integrata da 2,47 TWh_H_2/anno di importazioni di idrogeno. I fabbisogni industriali e quelli associati ai combustibili liquidi risultano interamente soddisfatti; la produzione di liquid fuel raggiunge il target di 3,954 TWh_fuel/anno. Con la nuova inizializzazione lo storage H_2 parte da 0 GWh, raggiunge un massimo di circa 46,1 GWh e ritorna esattamente a 0 GWh a fine anno, senza necessità di elettrolisi terminale. L'effetto netto del modulo H_2 sulla rete è pari a circa 5,782 TWh_el/anno.

Nel 2030 il confronto finale risulta significativamente più coerente dopo l'allineamento delle risorse elettriche interne tra riferimento EnergyPLAN-only e file clean della cosimulazione. Il CEEP passa da 14,85 a 15,392 TWh/anno, con uno scostamento di circa 0,542 TWh (+3,65%), mentre le importazioni rimangono nulle in entrambe le configurazioni. La produzione RES passa da 229,3 a 228,54 TWh/anno; il fuel balance diminuisce da 1.505,82 a 1.499,42 TWh/anno e le emissioni totali da 232,81 a 232,143 MtCO_2. Questi scostamenti, tutti contenuti, sono compatibili con la diversa gestione temporale del sottosistema H_2/PtX e con il ridispatch interno di EnergyPLAN, senza evidenziare più la forte asimmetria osservata con il precedente riferimento.

La lettura congiunta dei due scenari porta quindi a una conclusione metodologica prudente. La procedura rende tracciabili i flussi esterni e mantiene i fabbisogni dichiarati, ma il dispatch sistemico finale può differire dal caso EnergyPLAN-only perché il profilo elettrico e gli storage interni vengono ricalcolati. Nel 2050 gli scostamenti sistemici restano relativamente contenuti e lo storage H_2 chiude esattamente al livello iniziale; il 2030 mostra inoltre che, una volta eliminata un'asimmetria di input relativa allo storage elettrico, il confronto torna ad essere molto più vicino. La validazione richiede quindi non solo il controllo dei bilanci, ma anche un rigoroso allineamento delle condizioni di partenza.

6.3 Valutazione complessiva della metodologia di co-simulazione

Alla luce dei controlli effettuati, la metodologia risulta verificata rispetto agli obiettivi principali di interfaccia dichiarati: i flussi esternalizzati sono tracciabili, le domande obbligatorie possono essere controllate tramite gli unmet demand e i sottosistemi disattivati in EnergyPLAN non risultano doppiamente contabilizzati. Tale giudizio riguarda il corretto funzionamento dell'architettura software e non implica equivalenza perfetta del dispatch con EnergyPLAN-only. Nelle run definitive, sia il caso 2030 sia il caso 2050 presentano una chiusura ciclica dello storage H_2 pari a $0 \rightarrow 0$ GWh. Le principali criticità — costo computazionale, dipendenza dalla sequenza di aggiornamento, rappresentazione aggregata, sensibilità alle condizioni degli accumuli e allineamento degli input — sono discusse esplicitamente nella Sezione 6.5.

Il principale vantaggio dell'approccio è la separazione funzionale tra modello di sistema e controllore esterno. EnergyPLAN continua a risolvere il sistema energetico integrato, includendo le tecnologie che non costituiscono oggetto diretto della tesi, mentre MATLAB gestisce soltanto le componenti che richiedono una logica operativa personalizzata. Questa separazione riduce la necessità di ricostruire in MATLAB il comportamento dell'intero sistema nazionale e, allo stesso tempo, evita di rinunciare alla flessibilità algoritmica necessaria per modellare storage, priorità e strategie EV.

La seconda caratteristica positiva è la modularità. I parametri di capacità, efficienza, target, stato iniziale, riserva e potenza possono essere modificati senza alterare la struttura generale della procedura. Il confronto 2030-2050 mostra concretamente questa proprietà: lo stesso schema è in grado di gestire un sistema H_2/PtX di grande scala e una flotta EV attiva nel 2050, ma anche una configurazione con capacità di elettrolisi ridotta, import di idrogeno e modulo EV nullo nel 2030. La metodologia può quindi costituire una base per analisi di sensitività e scenari alternativi, purché vengano mantenuti controlli rigorosi sulle unità di misura, sulle colonne degli output EnergyPLAN e sui profili temporali.

La terza caratteristica è la trasparenza dei risultati. L'algoritmo non restituisce un unico indicatore sintetico, ma conserva i flussi che determinano la variazione della domanda elettrica. Questo consente di distinguere, ad esempio, l'elettrolisi obbligatoria da quella flessibile, lo smart charging dalla ricarica da surplus, il V2G dalla semplice riduzione

del carico e le correzioni terminali dai flussi ordinari. Tale tracciabilità è particolarmente importante in una procedura di co-simulazione, perché valori annuali apparentemente plausibili potrebbero altrimenti nascondere errori di segno, compensazioni non fisiche o prelievi netti dagli accumuli.

L'analisi mostra inoltre che il concetto di flessibilità deve essere interpretato in termini sistemici. Idrogeno e mobilità elettrica possono modificare l'utilizzo dell'energia rinnovabile, ma l'effetto dipende dal momento in cui assorbono o restituiscono energia, dalla capacità degli accumuli e dalle risorse già presenti nel sistema. Il caso 2030 ha mostrato in particolare che una diversa disponibilità di storage nel riferimento può alterare il CEEP molto più dell'esternalizzazione H_2/PtX stessa. La metodologia permette quindi di osservare gli effetti della gestione esterna, ma soltanto dopo aver reso omogenee le condizioni di confronto.

6.4 Considerazioni comparative sugli scenari 2030 e 2050

Il confronto tra i due orizzonti temporali permette di formulare alcune considerazioni più generali sul ruolo dei sottosistemi flessibili. Nel 2050, la produzione rinnovabile è sufficientemente elevata da rendere l'eccesso di elettricità una criticità strutturale. In tale contesto, elettrolizzatori, Power-to-X e mobilità elettrica non rappresentano semplicemente nuovi consumi, ma diventano strumenti di integrazione settoriale capaci di assorbire quote significative di energia che altrimenti rimarrebbero eccedenti. Il loro dimensionamento e la loro logica di controllo assumono quindi un'importanza comparabile a quella delle capacità di generazione.

Nel 2030 la situazione è differente e la sua interpretazione deve tenere conto della natura storica dello scenario sorgente. Il file assume un settore H_2/PtX già presente e, contemporaneamente, pone a zero la domanda EV/V2G; questa asimmetria è mantenuta per coerenza del confronto, ma non viene presentata come rappresentazione aggiornata della maturità tecnologica al 2030. Inoltre, l'import H_2 di 2,47 TWh_H_2/anno è una condizione al contorno e non un fabbisogno determinato endogenamente. I risultati 2030 descrivono quindi soprattutto la risposta della procedura a quel particolare set di input.

Il passaggio dal 2030 al 2050 può quindi essere interpretato come una trasformazione del ruolo dei nuovi vettori. In una fase intermedia, l'idrogeno è ancora un settore limitato e parzialmente dipendente dalle importazioni, mentre la priorità sistemica rimane l'espansione

della generazione rinnovabile e la riduzione dell'uso di combustibili fossili. In uno scenario di lungo periodo fortemente decarbonizzato, invece, l'idrogeno, i combustibili sintetici e la mobilità elettrica diventano componenti strutturali del bilancio e contribuiscono direttamente alla gestione della variabilità. La procedura sviluppata è in grado di rappresentare entrambe le condizioni senza modificare il principio generale dell'interfaccia.
Questa evidenza conferma anche la necessità di evitare interpretazioni deterministiche degli scenari energetici. I valori ottenuti non dimostrano che una specifica configurazione 2030 o 2050 rappresenti l'evoluzione futura del sistema italiano; mostrano piuttosto come determinate ipotesi tecnologiche e operative producano effetti differenti quando vengono inserite in assetti energetici diversi. Il valore della metodologia risiede pertanto nella capacità di esplorare e confrontare tali conseguenze in modo coerente, non nella previsione puntuale di un singolo futuro.

6.5 Limiti della metodologia sviluppata

I risultati ottenuti devono essere interpretati considerando i limiti della metodologia. Il primo riguarda il livello di aggregazione. Il sistema italiano è rappresentato come un unico sistema energetico nazionale e la co-simulazione non descrive la distribuzione geografica delle risorse, le congestioni di rete, i limiti di trasmissione interni o le differenze regionali tra produzione e domanda. Di conseguenza, la disponibilità di energia rinnovabile in una determinata ora viene trattata come risorsa accessibile ai sottosistemi esterni a livello nazionale. Questo approccio è coerente con l'obiettivo della tesi, ma non consente di valutare problematiche nodali o zonali della rete elettrica.
Il secondo limite è legato alla risoluzione temporale oraria. Tale scala è adeguata per analizzare bilanci energetici, accumuli e strategie di gestione su un intero anno, ma non rappresenta fenomeni infra-orari, dinamiche di frequenza, transitori di potenza o vincoli di rampa di breve durata. Analogamente, i profili di domanda e produzione utilizzati sono deterministici: lo studio non considera esplicitamente errori di previsione, incertezza meteorologica, variazioni interannuali della producibilità o scenari probabilistici. La robustezza rispetto a differenti anni meteorologici resta quindi da verificare.
Un terzo limite deriva dalla rappresentazione aggregata dei sottosistemi esterni. Il parco di elettrolizzatori è trattato come capacità equivalente, senza descrivere avviamenti, carichi minimi, degrado, indisponibilità o differenze tecnologiche tra unità. Lo storage H_2 è

modellato principalmente come bilancio energetico, senza dettagliare pressioni, compressione, perdite di stoccaggio e vincoli infrastrutturali. Analogamente, la flotta EV è rappresentata mediante una batteria aggregata con quota connessa e limiti medi di potenza; non vengono modellati i comportamenti individuali degli utenti, la distribuzione spaziale delle infrastrutture di ricarica, il degrado delle batterie o i vincoli contrattuali necessari alla reale partecipazione al V2G.

Il quarto limite riguarda le ipotesi sui profili di domanda obbligatoria e la gestione terminale degli accumuli. Nel modulo idrogeno alcuni fabbisogni industriali e di combustibili sintetici sono distribuiti uniformemente nel tempo, mentre nella realtà gli impianti potrebbero operare con profili variabili, fermate programmate o strategie legate al prezzo dell'elettricità. L'inizializzazione H_2 a zero elimina la disponibilità gratuita di energia all'inizio dell'anno e, nelle run definitive, lo storage torna a 0 GWh al termine dell'orizzonte annuale sia nel 2030 sia nel 2050. Resta comunque necessario verificare esplicitamente la chiusura degli accumuli per ogni nuova configurazione, poiché il rispetto del vincolo ciclico dipende dalla sequenza operativa e dai parametri dello scenario.

Un quinto limite è di natura algoritmica. La co-simulazione applica regole operative definite a priori e non ricerca una soluzione ottima rispetto a costi, emissioni, CEEP o importazioni. Inoltre, l'ordine sequenziale EnergyPLAN → H_2/PtX → EV introduce priorità implicite, mentre la riesecuzione annuale di EnergyPLAN può ridistribuire retroattivamente le risorse interne. Il caso 2030 ha mostrato anche un limite di natura procedurale: il confronto può risultare fuorviante se il file EnergyPLAN-only conserva risorse di flessibilità che nel file clean sono state disattivate. Dopo l'allineamento dello storage elettrico, gli scostamenti si riducono sensibilmente. A ciò si aggiunge la dipendenza dell'interfaccia dall'indicizzazione delle colonne EnergyPLAN; per questa ragione gli indicatori finali di import, export e CEEP sono stati verificati direttamente sulle intestazioni dell'output della versione utilizzata.

Un ulteriore limite pratico riguarda il costo computazionale. La procedura iterativa richiede ripetute esecuzioni di EnergyPLAN e, nell'applicazione annuale a 8784 ore, i tempi di calcolo risultano significativamente superiori rispetto a quelli necessari per una singola simulazione. Nelle simulazioni annuali complete considerate nel presente lavoro, l'esecuzione della procedura di co-simulazione ha richiesto indicativamente tra 24 e 36 ore, in funzione dello scenario e delle condizioni di esecuzione, a fronte di tempi dell'ordi-

ne di pochi minuti per una singola simulazione EnergyPLAN. Tale incremento del costo computazionale limita la possibilità di effettuare estese campagne parametriche e rende particolarmente onerosa l'applicazione della metodologia a procedure di ottimizzazione che richiedano un elevato numero di valutazioni dello scenario.

Infine, la validazione è stata effettuata su due scenari. La differenza tra 2030 e 2050 rappresenta un test significativo di adattabilità, ma non consente di affermare che lo script sia automaticamente generalizzabile a qualunque configurazione EnergyPLAN. La trasferibilità deve essere verificata caso per caso, soprattutto quando vengono introdotte nuove tecnologie, differenti convenzioni di segno, profili temporali con altra lunghezza o strategie EnergyPLAN non utilizzate nei casi analizzati. Questi limiti non compromettono l'obiettivo principale del lavoro, orientato allo sviluppo e alla validazione dell'interfaccia, ma definiscono il perimetro entro cui i risultati devono essere interpretati.

6.6 Sviluppi futuri e considerazioni finali

Gli sviluppi futuri possono seguire due direzioni complementari: aumentare il realismo dei sottosistemi e migliorare la strategia di controllo. Per l'idrogeno, un'estensione naturale consiste nell'introdurre elettrolizzatori con efficienza dipendente dal carico, vincoli di potenza minima, tempi di avviamento, degradazione e costi dinamici. Lo storage potrebbe essere descritto includendo compressione, perdite, limiti di portata e differenti tecnologie di accumulo. La produzione di synthetic methane e liquid fuel potrebbe inoltre essere resa parzialmente flessibile, sostituendo i profili costanti con vincoli annuali o settimanali e permettendo al controllore di scegliere le ore più favorevoli.

Per la mobilità elettrica, il modello potrebbe essere esteso mediante profili di connessione differenziati per tipologia di veicolo e comportamento dell'utente, distribuzioni probabilistiche degli orari di arrivo e partenza, potenze di ricarica differenziate e costi associati al degrado delle batterie. Il V2G potrebbe essere subordinato a segnali di prezzo, vincoli sulla profondità di scarica e remunerazione dei servizi di rete. In questo modo la batteria aggregata potrebbe essere sostituita o affiancata da una rappresentazione per cluster, più vicina alla reale eterogeneità della flotta.

La direzione più rilevante riguarda tuttavia l'evoluzione da logiche operative definite a priori verso strategie di ottimizzazione. MATLAB potrebbe essere utilizzato per risolvere, su orizzonte mobile, un problema di gestione che minimizzi una funzione obiettivo

comprendente CEEP, importazioni, emissioni, costi e penalità associate alle domande non soddisfatte o al degrado degli accumuli. Un approccio di Model Predictive Control o di ottimizzazione mixed-integer consentirebbe di utilizzare informazioni previsionali sulle ore successive e di confrontare in modo sistematico strategie alternative. EnergyPLAN continuerebbe a svolgere la funzione di modello di sistema, mentre MATLAB determinerebbe le decisioni dei sottosistemi esterni secondo criteri quantitativi espliciti.

Un'altra estensione riguarda l'analisi di sensitività e incertezza. La modularità dello script rende possibile variare capacità degli elettrolizzatori, dimensione degli storage, potenza V2G, quote di flotta connessa, efficienze e target PtX. Per rendere tali analisi statisticamente più robuste sarebbe opportuno utilizzare più anni meteorologici, differenti profili di domanda e scenari di prezzo, quantificando non soltanto il valore medio degli indicatori ma anche la loro variabilità. Ciò permetterebbe di distinguere configurazioni robuste da soluzioni efficaci soltanto in specifiche condizioni temporali.

Dal punto di vista computazionale, la procedura potrebbe essere resa più efficiente riducendo il numero di riesecuzioni complete di EnergyPLAN, raggruppando gli aggiornamenti, parallelizzando alcune analisi di scenario oppure utilizzando modelli surrogate per le fasi esplorative. Sarebbe inoltre utile rendere l'interfaccia meno dipendente dall'indice fisso delle colonne, introducendo un riconoscimento automatico delle intestazioni e controlli di compatibilità con differenti versioni del software. Un'ulteriore evoluzione potrebbe riguardare la rappresentazione spaziale del sistema, mediante più zone energetiche o l'accoppiamento con strumenti specifici per l'analisi della rete elettrica.

Nel complesso, il lavoro svolto mostra che l'accoppiamento tra EnergyPLAN e MATLAB può ampliare la flessibilità di modellazione di un sistema energetico integrato mantenendo EnergyPLAN come modello principale. La procedura consente di trasferire all'ambiente esterno sottosistemi selezionati, applicare regole operative personalizzate, mantenere memoria degli stati e verificare in modo trasparente i flussi restituiti al modello. I casi 2030 e 2050 mostrano tuttavia che tale flessibilità non garantisce equivalenza del dispatch né un miglioramento automatico degli indicatori di sistema; l'utilità dell'approccio risiede soprattutto nella tracciabilità delle logiche esterne e nella possibilità di svilupparle ulteriormente.

Il risultato principale della tesi non è quindi l'individuazione di una configurazione energetica ottima per l'Italia, bensì la definizione di una metodologia riproducibile per studiare in

modo più flessibile l'interazione tra sistema energetico nazionale, idrogeno e mobilità elettrica. In prospettiva, tale architettura può costituire la base per strumenti di co-simulazione più avanzati, capaci di integrare ottimizzazione, incertezza e rappresentazioni tecnologiche maggiormente dettagliate. In un sistema energetico futuro nel quale la flessibilità dipenderà sempre più dal coordinamento tra generazione rinnovabile, accumuli, nuovi vettori e domanda elettrificata, la possibilità di combinare modelli di sistema con controllori esterni personalizzabili rappresenta un elemento utile sia per la ricerca sia per l'analisi di scenari di lungo periodo.

Bibliografia

[1] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the IPCC, Geneva, 2023, doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.

[2] International Energy Agency, Global Energy Review 2026 - CO_2 emissions, IEA, Paris, 2026.

[3] United Nations Framework Convention on Climate Change, Paris Agreement, Paris, 2015.

[4] United Nations Framework Convention on Climate Change, Nationally Determined Contributions under the Paris Agreement, UNFCCC.

[5] European Parliament and Council of the European Union, Regulation (EU) 2021/1119 establishing the framework for achieving climate neutrality, Official Journal of the European Union, 2021.

[6] European Commission, REPowerEU Plan, COM(2022) 230 final, Brussels, 2022.

[7] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, Roma, 2024.

[8] H. Lund, P. A. Østergaard, D. Connolly, B. V. Mathiesen, Smart energy and smart energy systems, Energy, vol. 137, pp. 556-565, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.05.123.

[9] B. V. Mathiesen et al., Smart Energy Systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions, Applied Energy, vol. 145, pp. 139-154, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.01.075.

[10] P. D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, J. Salpakari, Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 45, pp. 785-807, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.01.057.

[11] P. Denholm, M. Hand, Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity, Energy Policy, vol. 39, no. 3, pp. 1817-1830, 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2011.01.019.

[12] O. Ruhnau, S. Bannik, S. Otten, A. Praktiknjo, M. Robinius, Direct or indirect electrification? A review of heat generation and road transport decarbonisation scenarios for Germany 2050, Energy, vol. 166, pp. 989-999, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.10.114.

[13] Eurostat, Energy balance flow diagram - Italy, 2024, Eurostat Energy Sankey Tool, 2024.

[14] Terna S.p.A., Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - Anno 2024, Dati generali, Roma, 2025.

[15] Terna S.p.A., Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - Anno 2024, Consumi, Roma, 2025.

[16] Terna S.p.A., Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - Anno 2024, Produzione, Roma, 2025.

[17] Terna S.p.A., Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - Anno 2024, Impianti di generazione, Roma, 2025.

[18] Gestore dei Servizi Energetici, Solare Fotovoltaico - Rapporto Statistico 2024, GSE, Roma, 2025.

[19] Terna S.p.A. and Snam S.p.A., Documento di Descrizione degli Scenari 2024, Roma, 2024.

[20] Terna S.p.A., Piano di Sviluppo 2025 della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale - Overview, Roma, 2025.

[21] G. Strbac, Demand side management: Benefits and challenges, Energy Policy, vol. 36, no. 12, pp. 4419-4426, 2008, doi: 10.1016/j.enpol.2008.09.030.

[22] T. Brown, D. Schlachtberger, A. Kies, S. Schramm, M. Greiner, Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly re-

newable European energy system, Energy, vol. 160, pp. 720-739, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.06.222.

[23] International Renewable Energy Agency, Sector Coupling in Facilitating Integration of Variable Renewable Energy in Cities, IRENA, Abu Dhabi, 2021.

[24] International Renewable Energy Agency, Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, IRENA, Abu Dhabi, 2017.

[25] International Energy Agency, The Value of Demand Flexibility: Benefits beyond balancing, IEA, Paris, 2025.

[26] International Renewable Energy Agency, Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, IRENA, Abu Dhabi, 2020.

[27] D. Tarvydas, The role of hydrogen in energy decarbonisation scenarios – Views on 2030 and 2050, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2022, doi: 10.2760/899528, JRC131299.

[28] International Renewable Energy Agency, Innovation Outlook: Smart Charging for Electric Vehicles, IRENA, Abu Dhabi, 2019.

[29] W. Kempton, J. Tomic, Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue, Journal of Power Sources, vol. 144, no. 1, pp. 268-279, 2005, doi: 10.1016/j.jpowsour.2004.12.025.

[30] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, and M. Leahy, ’ A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems’, Applied Energy, vol. 87, no. 4, pp. 1059-1082, 2010, doi: 10.1016/j.apenergy.2009.09.026.

[31] S. Pfenninger, A. Hawkes, and J. Keirstead, ’ Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges’, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 33, pp. 74-86, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.02.003.

[32] H.-K. Ringkjob, P. M. Haugan, and I. M. Solbrekke, ’ A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables’,

Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 96, pp. 440-459, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.08.002.

[33] S. Pfenninger et al., ’ Opening the black box of energy modelling: Strategies and lessons learned’, Energy Strategy Reviews, vol. 19, pp. 63-71, 2018, doi: 10.1016/j.esr.2017.12.002.

[34] H. Lund, J. Z. Thellufsen, P. A. Ostergaard, P. Sorknaes, I. R. Skov, and B. V. Mathiesen, ’ EnergyPLAN - Advanced Analysis of Smart Energy Systems’, Smart Energy, vol. 1, 100007, 2021, doi: 10.1016/j.segy.2021.100007.

[35] H. Lund and J. Z. Thellufsen, EnergyPLAN: Advanced Energy Systems Analysis Computer Model, Documentation Version 16.3, Aalborg University, 2024.

[36] D. Connolly, Finding and Inputting Data into the EnergyPLAN Tool, Aalborg University, 2015.

[37] MathWorks, MATLAB Documentation, The MathWorks, Inc., accessed 2026.

[38] MathWorks, MATLAB Product Page: Programming and Numeric Computing Environment, The MathWorks, Inc., accessed 2026.

[39] C. Gomes, C. Thule, D. Broman, P. G. Larsen, and H. Vangheluwe, ’ Co-simulation: A survey’, ACM Computing Surveys, vol. 51, no. 3, 2018, doi: 10.1145/3179993.

[40] MODELISAR Consortium, Functional Mock-up Interface for Co-Simulation, Version 1.0, 2010.

[41] L. M. Pastore and L. de Santoli, ’100% renewable energy Italy: A vision to achieve full energy system decarbonisation by 2050’, Energy, vol. 317, 134749, 2025, doi: 10.1016/j.energy.2025.134749.

[42] L. M. Pastore, D. Groppi, F. Feijoo, G. Lo Basso, D. Astiaso Garcia, and L. de Santoli, ’ Optimal decarbonisation pathways for the Italian energy system: Modelling a long-term energy transition to achieve zero emission by 2050’, Applied Energy, vol. 367, 123358, 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.123358.

[43] International Energy Agency, Global EV Outlook 2025, IEA, Paris, 2025.

[44] A. Sgaramella, L. M. Pastore, G. Lo Basso, and L. de Santoli, “Optimal RES integration for matching the Italian hydrogen strategy requirements,” Renewable Energy, vol. 219, 119409, 2023, doi: 10.1016/j.renene.2023.119409.

[45] P. Cabrera, H. Lund, J. Z. Thellufsen, and P. Sorknæs, “The MATLAB Toolbox for EnergyPLAN: A tool to extend energy planning studies,” Science of Computer Programming, vol. 191, 102405, 2020, doi: 10.1016/j.scico.2020.102405.

Allegato digitale – Codice MATLAB della procedura di co-simulazione

Il codice sorgente completo utilizzato per la co-simulazione è fornito insieme alla presente tesi nel file VALIDAZIONE.m. Il file comprende lo script principale e le funzioni locali di supporto richiamate nel Capitolo 4; il corpo della tesi ne descrive la struttura funzionale, mentre l’allegato digitale consente la verifica integrale della procedura implementata.