

ALLEGATO 8

Valutazione del miglior mix di tecnologie dell'intero processo di produzione, distribuzione e usi finali dell'energia, con l'identificazione di una curva di ottimizzazione in grado di massimizzare il risultato in termini di riduzione di gas climalteranti e minimizzare l'investimento economico necessario

Indice

1 INTRODUZIONE	2
1.1 STRUTTURA DEL REPORT	2
2 MODELLO DEL SISTEMA ENERGETICO LOMBARDO.....	3
2.1 LOGICA DELLO STRUMENTO DI MODELLIZZAZIONE UTILIZZATO	3
2.2 APPLICAZIONE ALLA STRUTTURA DEL SISTEMA ENERGETICO LOMBARDO	5
2.2.1 <i>Visione d'insieme</i>	6
2.2.2 <i>Settore termico civile</i>	8
2.2.3 <i>Teleriscaldamento</i>	11
2.2.4 <i>Fotovoltaico nel settore civile</i>	12
2.2.5 <i>Trasporti</i>	13
2.2.6 <i>Industria</i>	15
2.2.7 <i>Risorse rinnovabili non settoriali</i>	17
3 INDICAZIONI FORNITE DAL MODELLO	19
3.1 VISIONE D'INSIEME	19
3.2 SETTORE CIVILE	22
3.3 TELERISCALDAMENTO	25
3.4 SETTORE TRASPORTI	26
3.5 INDUSTRIA (NON ETS).....	27
3.6 RISORSE RINNOVABILI.....	28

1 Introduzione

Questo report raccoglie la metodologia e i risultati della quinta attività prevista all'interno del servizio di assistenza tecnica a Regione Lombardia per il percorso di costruzione del Programma Regionale Energia Ambiente e Clima (PREAC). Questa attività, orientata alla definizione del mix tecnologico ottimale per la riduzione delle emissioni, ha preso in considerazione tutto il sistema energetico, con un focus maggiore sui settori su cui Regione Lombardia può avere maggiori possibilità e capacità di intervento (viene esclusa di fatto la sola industria che ricade nell'abito dell'ETS - Emission Trading System).

La metodologia e i dati sono descritti conservando il maggior dettaglio possibile per trasparenza (nelle assunzioni e nella produzione delle stime) e per permettere successive integrazioni, possibili miglioramenti o futuri aggiornamenti, anche ad opera esterna rispetto al gruppo di lavoro.

La definizione del mix tecnologico è affidata ad un modello di ottimizzazione che ricrea il sistema energetico lombardo e ne determina la configurazione ottimale al fine di minimizzare i costi, garantendo al contempo la riduzione delle emissioni. Lo strumento è utilizzato per l'analisi di scenari diversi, che considerano cioè diverse condizioni al contorno, per poter testare la validità dei risultati in un contesto incerto per quanto riguarda soprattutto i prezzi delle commodity (in particolare elettricità e gas) e i costi delle tecnologie per cui ci si attende una riduzione nei prossimi anni (e.g., fotovoltaico e veicoli elettrici).

Scopo di questo report è dunque spiegare come sia stato costruito tale modello del sistema energetico lombardo, con quale logica e con quali dati, e riportare le indicazioni che risultano dall'ottimizzazione di tale modello, settore per settore.

1.1 Struttura del report

Il corpo principale del report si struttura su due capitoli. Il Capitolo 2 è focalizzato sulla metodologia, con la descrizione dello strumento di modellizzazione utilizzato e con la descrizione dell'applicazione dello strumento al caso studio del sistema energetico lombardo. Il Capitolo 3 è focalizzato invece sulle indicazioni che risultano dall'applicazione del modello nelle diverse condizioni al contorno considerate. Entrambi i capitoli riportano per quanto possibile il dettaglio sui diversi settori (civile, teleriscaldamento, trasporti, industria).

2 Modello del sistema energetico lombardo

Il presente capitolo si focalizza sulla metodologia utilizzata per la definizione del mix tecnologico ottimale per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra. In particolare, il Capitolo 2.1 descrive la struttura logica e matematica dello strumento di modellizzazione utilizzato. Il Capitolo 2.2 descrive invece l'applicazione di tale strumento al caso studio del sistema energetico lombardo.

2.1 Logica dello strumento di modellizzazione utilizzato

L'approccio metodologico utilizzato per la definizione del mix tecnologico ottimale si basa su un problema di ottimizzazione che, a partire dalla domanda di servizi energetici (e.g., riscaldamento, trasporto, ecc.), e attraverso la descrizione tecnico-economica delle varie soluzioni tecnologiche disponibili (e.g., pompa di calore, veicoli elettrici, ecc.), definisce la combinazione tecnologica in grado di minimizzare il costo totale del sistema. Il problema di ottimizzazione, e di modellizzazione in generale, fa uso del cosiddetto *framework di modellizzazione* chiamato *oemof*¹. Oemof è uno strumento open-source basato sulla teoria dei grafi e su un problema di programmazione lineare che si compone di quattro elementi:

- **La funzione obiettivo**, cioè l'equazione che restituisce il valore da minimizzare. In oemof la funzione obiettivo rappresenta il costo totale del sistema, inteso come somma dei costi di investimento e dei costi operativi sul periodo analizzato.
- **Le variabili decisionali**, ovvero i valori che il risolutore matematico restituisce come output della risoluzione del problema. In oemof le variabili decisionali sono costituite dai flussi di energia e/o di massa che, in ingresso o in uscita ai vari processi, istante per istante, concorrono a utilizzare o produrre determinati vettori energetici, beni o servizi. Ad essi vengono associati i costi specifici e sono quindi direttamente coinvolti nel definire il costo totale del sistema.
- **I vincoli fisici**, ovvero equazioni o disequazioni funzionali alla rappresentazione della fisica del problema. In oemof questo tipo di vincoli serve principalmente a garantire il bilancio di massa e/o di energia, il soddisfacimento delle domande di prodotti e/o di energia e il rispetto della limitatezza delle risorse.
- **I vincoli non-fisici**, ovvero equazioni o disequazioni che rappresentano limiti di altra natura rispetto ai precedenti. Rientrano in questa categoria, per esempio, gli obiettivi politici (e.g. i limiti alle emissioni, ai consumi, o alla disponibilità di superfici agricole per il fotovoltaico) o i vincoli finanziari (e.g. la limitatezza del capitale da parte di un attore del sistema energetico per affrontare un investimento).

Il framework oemof permette di formulare il problema di ottimizzazione sopra descritto attraverso l'utilizzo di cinque *elementi* di base, riportati nello schema di Figura 1:

- **Il bus** rappresenta una commodity, un vettore energetico, o un servizio, che può essere prodotto o richiesto da una tecnologia o un processo (e.g. l'elettricità o il calore). Per ogni bus viene fatto un bilancio, in ogni passo temporale, fra produzione e utilizzo.

¹ Le informazioni relative a Oemof (Open Energy MOdelling Framework) sono disponibili online al seguente indirizzo: <https://oemof.org/>

- Il **transformer** rappresenta una tecnologia o un processo che può trasformare una o più commodity in ingresso, in una o più commodity differenti in uscita (e.g. cogenerazione). Per ogni transformer possono essere indicati un'efficienza di trasformazione e i costi operativi e di investimento.
- La **source** - un particolare tipo di transformer con soli output - rappresenta una tecnologia o un processo che può introdurre una commodity nel sistema energetico (e.g., fotovoltaico, produzione di biomassa, ecc.). Per ogni source può essere definito un costo operativo e di investimento.
- Il **sink** - un particolare tipo di transformer con soli input - rappresenta una tecnologia, un processo o una domanda di servizi che richiede una commodity (e.g., domanda di trasporto, domanda di riscaldamento, ecc.). Per ogni sink può essere definito un costo operativo e di investimento.
- Il **flow** rappresenta un trasferimento di energia o di massa tra un bus e un transformer, oppure tra un bus e una source, o un sink.

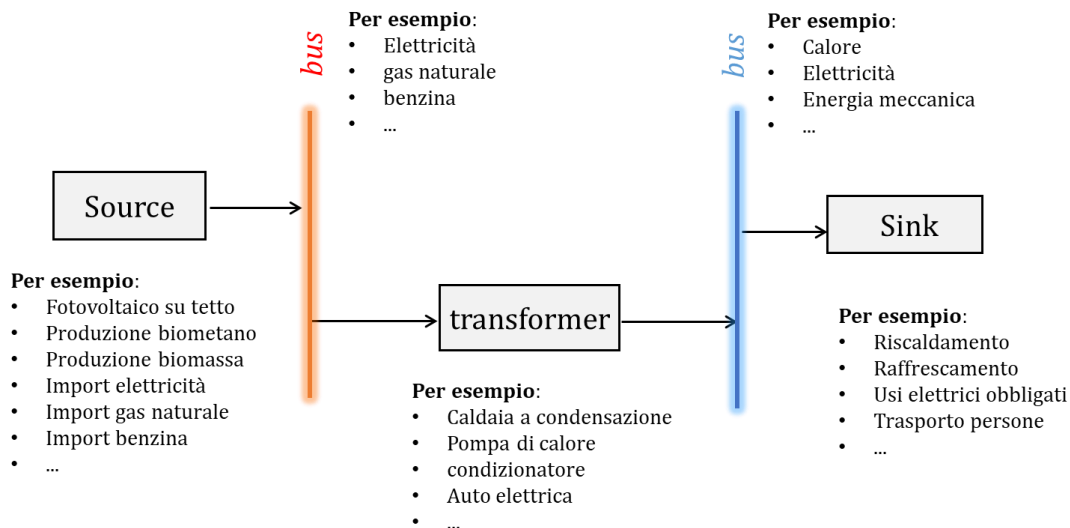


Figura 1 - Rappresentazione schematica della funzione dei cinque elementi di oemof utilizzati in questo studio

Dal punto di vista della teoria dei grafi (su cui si basa oemof), bus, transformer, sink e source sono definiti come *nodi* mentre i flow sono definiti come *collegamenti*. I cinque elementi, in generale, possono essere replicati e combinati a piacimento, in serie e in parallelo, per rappresentare un qualsiasi sistema energetico, dall'approvvigionamento delle risorse fino agli utilizzi finali (si veda Figura 2). L'intero sistema energetico può essere riprodotto con maggiore o minore dettaglio, e quindi con un maggiore o minore carico computazionale, a seconda della disponibilità di dati e a seconda degli obiettivi. Possono essere fatte in particolare due semplificazioni modellistiche in questo senso:

- **Aggregazione tecnologica** - ogni tecnologia del mondo reale può essere rappresentata attraverso una serie di elementi che dettagliano singoli processi oppure attraverso un unico elemento che aggrega più processi (per esempio, un'automobile può essere rappresentata attraverso tre transformer che dettagliano rispettivamente motore, ingranaggi e ruote, o più semplicemente attraverso un unico transformer che ne simula l'effetto complessivo).
- **Aggregazione geografica** - ogni tecnologia del mondo reale può essere aggregata sulla base della prossimità geografica, senza trascurarne l'affinità tecnologica (per esempio, le automobili a benzina circolanti in una regione possono essere rappresentate una per una da altrettanti transformer

oppure attraverso aggregati riferiti ad un certo ambito geografico, come il comune, la provincia o l'intera regione).

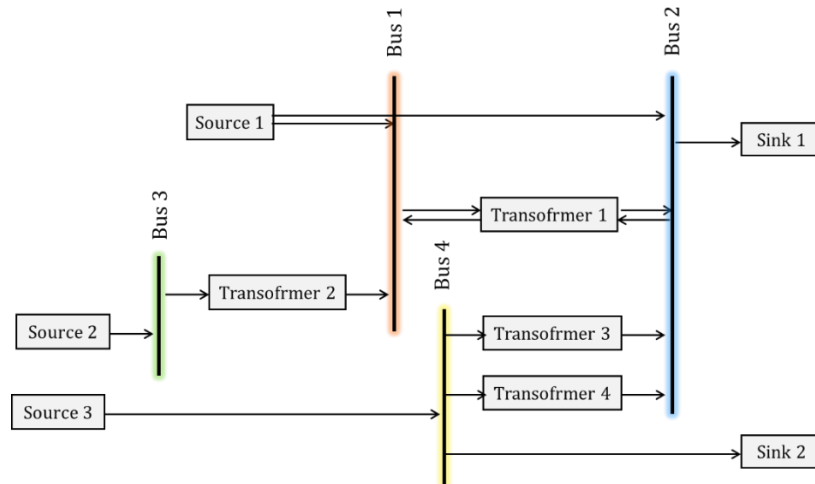


Figura 2 – Esempio di utilizzo dei cinque elementi del framework oemof, replicati e combinati a piacimento, in serie e in parallelo, per rappresentare un qualsiasi sistema energetico, dall'approvvigionamento delle risorse fino agli utilizzi finali.

Le diverse aggregazioni possibili operate nella definizione del modello permettono di distinguere le peculiarità di ciascun settore del sistema energetico e di rappresentare le possibili interconnessioni dei settori nel sistema, così come di distinguere le peculiarità geografiche e di rappresentare le possibili interconnessioni tra zone geografiche differenti.

È importante sottolineare che il modello che risulta dalla formulazione matematica fin qui descritta non fornisce il mix tecnologico ottimale dal punto di vista di ogni singolo utente finale ma dal punto di vista del sistema, ovvero della collettività rappresentata. Tale visione di sistema è funzionale alla definizione di un mix tecnologico ottimale ammettendo che sia facoltà del decisore ridistribuire eventuali sovraccosti o disparità di costo percepiti dagli utenti finali.

2.2 Applicazione alla struttura del sistema energetico lombardo

Lo schema logico di modellizzazione descritto al paragrafo precedente è stato applicato alla struttura del sistema energetico lombardo, con particolare focus sui settori su cui Regione Lombardia può aver maggiori possibilità e capacità di intervento (viene esclusa di fatto la sola industria che ricade nell'ambito dell'ETS - Emission Trading System). Questo capitolo intende descrivere come siano stati rappresentati i vari settori e quali siano le soluzioni tecnologiche messe a disposizione per la decarbonizzazione degli stessi. Dopo una prima visione d'insieme (Capitolo 2.2.1), viene riportato il dettaglio nei diversi segmenti rilevanti del sistema energetico: settore termico civile (Capitolo 2.2.2), teleriscaldamento (Capitolo 2.2.3), fotovoltaico nel settore civile (Capitolo 2.2.4), trasporti (Capitolo 2.2.5), industria (Capitolo 2.2.6) e altro (Capitolo 2.2.7).

2.2.1 Visione d'insieme

Il modello complessivo del sistema energetico lombardo prende in considerazione, oltre ai diversi settori di utilizzo dell'energia, le diverse peculiarità territoriali, dal punto di vista geografico, di vocazione economica e di disponibilità delle risorse. Lo schema complessivo del sistema energetico di riferimento è stato strutturato a tal fine suddividendo il territorio in 17 aree omogenee, come mostrato in Figura 3.

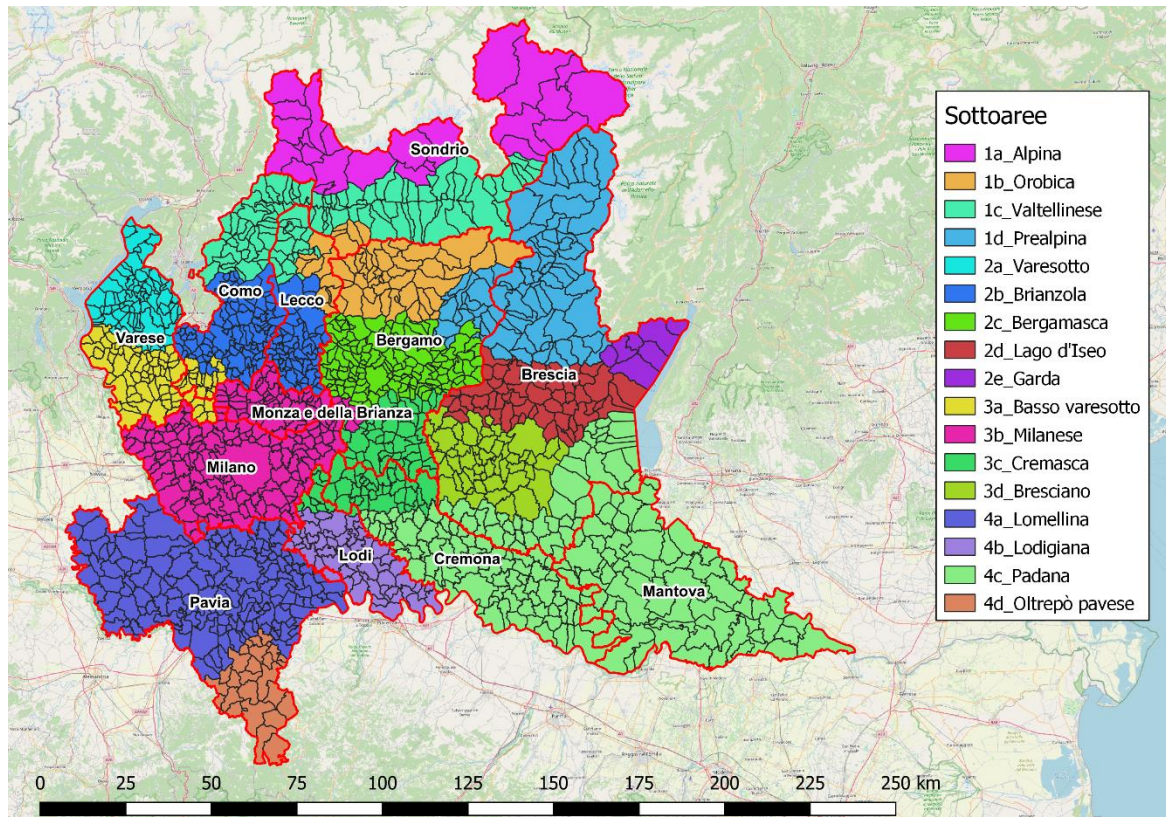


Figura 3 – visualizzazione delle 17 aree geografiche omogenee in cui è stato suddiviso il territorio lombardo ai fini dello studio

Nel determinare i dati di input del modello si è tenuto conto in particolare della popolazione residente nella singola zona, delle caratteristiche meteorologiche, della struttura del tessuto territoriale (prettamente urbano, agricolo ecc). All'interno del modello, ogni area è caratterizzata da fabbisogni specifici (es. domanda di calore per riscaldamento residenziale, domanda di mobilità ecc), da un parco tecnologico - attuale e potenziale - per il soddisfacimento dei fabbisogni e infine da una disponibilità di risorse.

In particolare, per ognuna delle 17 aree, è replicato il sistema energetico di riferimento (detto anche RES, dall'inglese *Reference Energy System*) che segue, in versione sintetica, e che è descritto più in dettaglio nei successivi paragrafi dedicati.

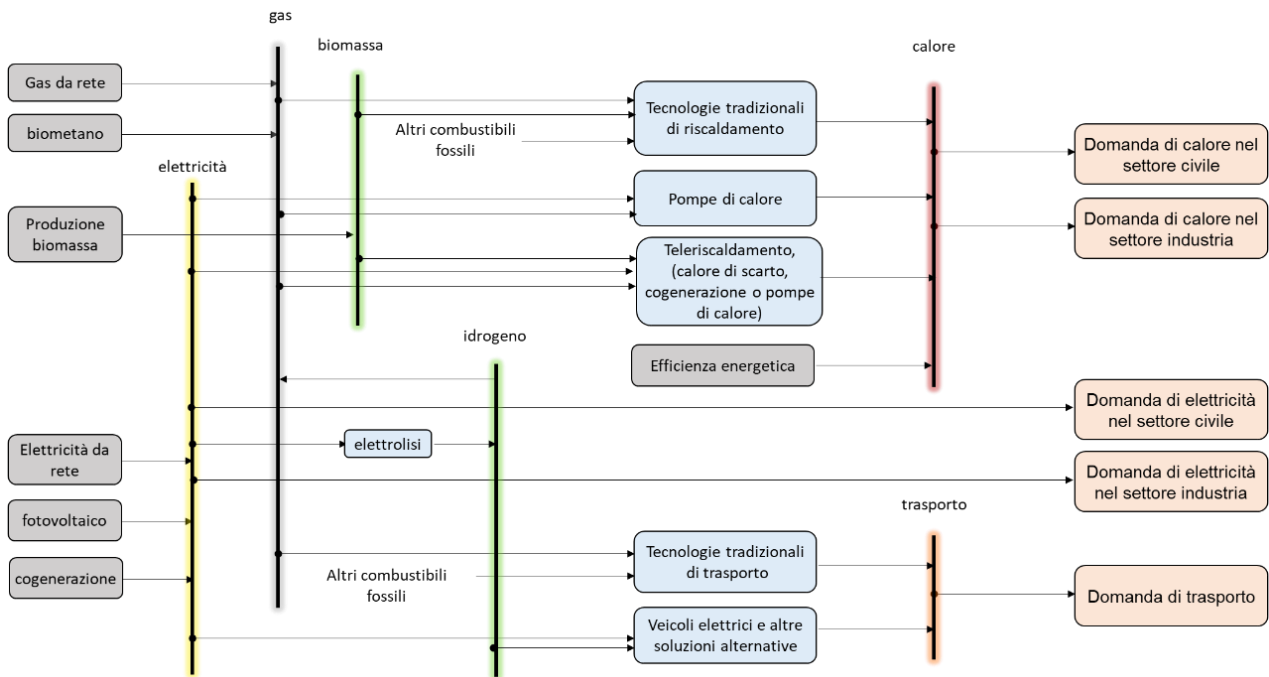


Figura 4 - Visualizzazione semplificata del sistema energetico di riferimento riprodotto dal modello utilizzato in questo studio.

Con riferimento alla logica di modellizzazione del framework oemof, descritta precedentemente, il modello è nella pratica composto complessivamente da circa 6000 flow, ovvero scambi di energia, che collegano, nelle 17 zone, circa 170 source, 260 sink, 2270 transformer e 767 commodities, con diverso dettaglio a seconda del settore di uso dell'energia.

Tutte le tecnologie e i processi (i.e. i transformer) sono caratterizzati dai seguenti parametri:

- Costo di investimento,
- Costi fissi e variabili,
- Efficienza o consumo specifico
- Eventuale capacità installata residua nell'anno target (2030)
- Eventuali vincoli di penetrazione o disponibilità.

In sostanza, il modello si propone di conseguire un obiettivo ambientale (la riduzione delle emissioni climateranti) al minore costo possibile. Questo non significa che non si siano tenuti in considerazione altri aspetti ambientali, che sono stati introdotti come vincoli nel modello. In particolare:

- l'ordine di priorità applicato per gli impianti fotovoltaici (prima fotovoltaico su edifici, secondo su aree degradate e solo come terza opzione sulle altre aree) si traduce in un vincolo all'espansione del fotovoltaico a terra;
- per la biomassa legnosa, viene esclusa l'importazione di biomassa prodotta fuori regione aggiuntiva rispetto a quella attuale, che comporterebbe un impatto dal punto di vista del trasporto del combustibile, limitando pertanto una eccessiva proliferazione degli impianti che potrebbe avere conseguenze negative sulla qualità dell'aria;
- per gli impianti individuali a biomassa, viene assunto un significativo tasso di rinnovo degli impianti, che comporta efficientamento energetico ma anche riduzione delle emissioni inquinanti.

Le ipotesi assunte hanno conseguenze significative: da un lato – come si vedrà nel seguito – si prevede che la produzione energetica degli impianti fotovoltaici derivi solo per il 22% da impianti fotovoltaici a terra di grande taglia, mentre la quota restante è allocata sugli edifici residenziali, industriali e terziari; dall'altro – come più compiutamente illustrato nel rapporto ambientale – le ipotesi assunte determinano una rilevante riduzione delle emissioni inquinanti nello scenario di piano: del 47% rispetto all'anno 2019 per il PM10 e del 33% rispetto all'anno 2019 per gli NOx.

Nei seguenti paragrafi sono dettagliate individualmente per ciascun settore le strutture e i dati di input più rilevanti. In Tabella 1, di seguito, vengono riportati i prezzi e i fattori di emissione associati alle commodity considerate nel modello, essendo alcune anche trasversali ai settori.

Tabella 1 – Prezzi e fattori di emissione di CO₂ considerati in questo lavoro relativamente alle commodity inserite nel modello.

commodity	Prezzo [€/MWh]	fattore di emissione [kg di CO ₂ / MWh]
gas naturale	60-137 ^a	201.8
gasolio	145	264.9
GPL [riscaldamento]	128	224.6
benzina	175	250.2
diesel	150	266.6
GPL [autotrazione]	103	224.6
energia elettrica	160-460 ^a	190.0 ^b
biomassa	80	25.0 ^c
biodiesel	173	0

a: l'analisi ha preso in considerazione diversi scenari di prezzo, in un intervallo che fa riferimento ai valori trimestrali minimi e massimi registrati dal 2013 (fonte ARERA); b: il valore è una stima interna per il fattore di emissione del mix elettrico nazionale al 2030 in uno scenario Fit-for-55; c: il valore è riferito alla sola biomassa importata, addizionale.

2.2.2 Settore termico civile

Il settore termico civile, ovvero la porzione del sistema energetico che riguarda la produzione di calore per il riscaldamento degli ambienti, la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) e la produzione di freddo per il raffrescamento degli ambienti, è tra i maggiormente dettagliati all'interno del modello. La necessità di un maggiore dettaglio è data infatti dalla numerosità e dalla natura fortemente diversa delle varie soluzioni disponibili e della tipologia di edificio e distribuzione del calore, unita a caratteristiche tecniche e di disponibilità delle fonti fortemente variabili con la posizione geografica.

Una semplificazione dello schema del sistema energetico di riferimento inserito nel modello è riportata in Figura 5, ed è da intendersi replicato per ognuna delle 17 aree considerate. La domanda di calore per riscaldamento e per ACS e la domanda di raffrescamento sono identificate per ogni area, per ogni tipologia di edificio, per ogni tipologia di distribuzione del calore e in funzione del settore di destinazione. Ne risulta, per ogni area, una distinzione in: (i) villetta mono o bi-familiare, (ii) appartamento termoa autonomo, (iii) appartamento con riscaldamento centralizzato, (iv) edificio del terziario termoa autonomo, (v) edificio del terziario con riscaldamento centralizzato. Le soluzioni tecnologiche in grado di produrre calore e freddo sono riprodotte con diversi potenziali e caratteristiche per ogni area e per ogni tipologia d'utenza sopra descritta.

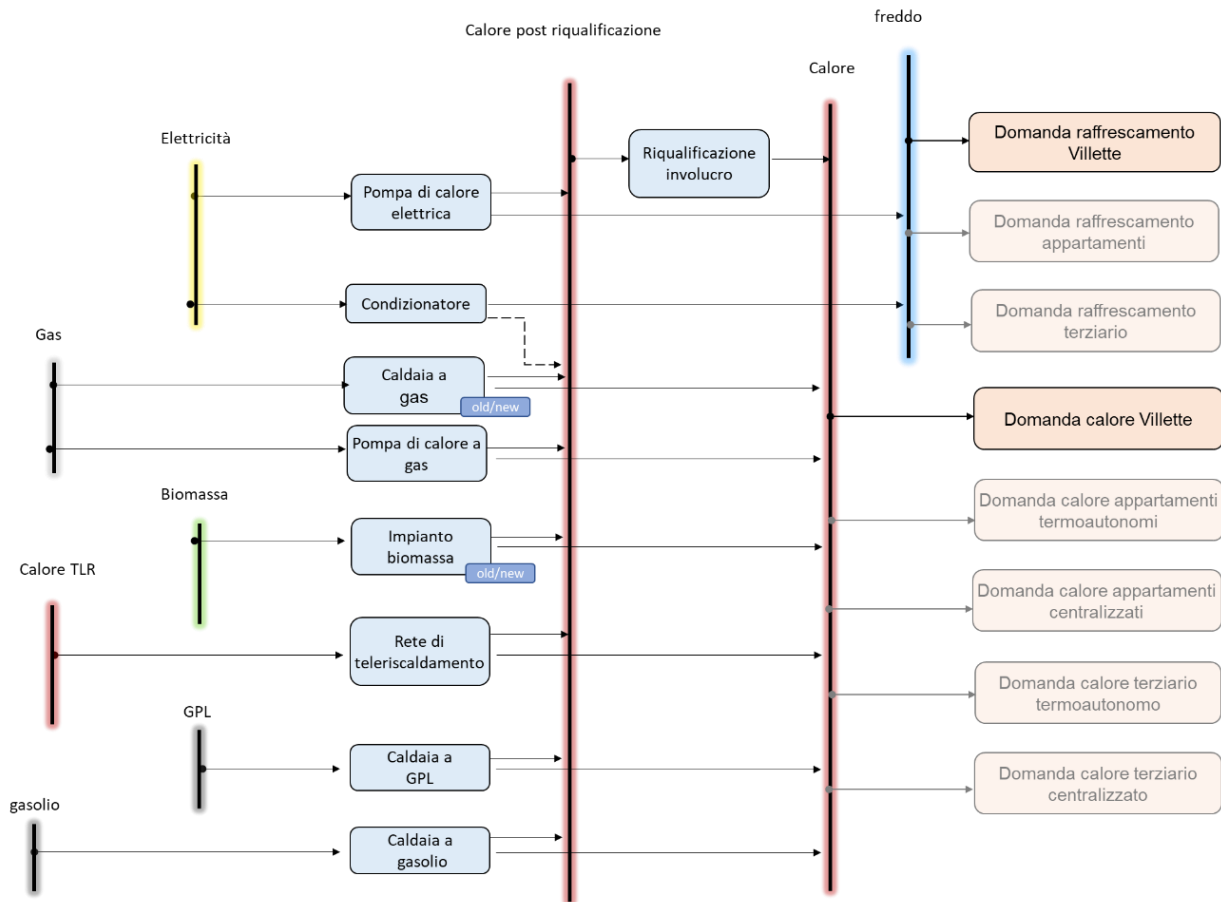


Figura 5 – Visualizzazione semplificata del sistema energetico di riferimento replicato all'interno del modello, con focus sul settore civile. Lo schema è da intendersi replicato per ogni area geografica e per ogni tipologia di utenza (qui l'esempio è sulle villette).

Tali soluzioni, in competizione tra loro entro determinati margini, comprendono:

- La **riqualificazione dell'involucro** degli edifici, descritta al pari di una tecnologia con un'efficienza maggiore dell'unità, in grado di ridurre implicitamente il fabbisogno di energia richiesta alle tecnologie di generazione del calore. L'inserimento della riqualificazione nel modello è permesso dalla distinzione del calore prodotto in (i) calore destinato a edifici riqualificati e (ii) calore destinato a edifici non riqualificati. Le tecnologie di generazione del calore – ovvero quelle che seguono in questo elenco – potranno dunque essere liberamente associate dal risolutore a edifici riqualificati o meno, con diverse combinazioni. A parità di costo di investimento, forniranno più o meno calore a seconda della presenza o meno di riqualificazione.
- Le **caldaie a gas**, presenti nel modello per ogni tipologia d'utenza con due tecnologie distinte: (i) una che rappresenta la capacità residua al 2030 dell'installato odierno e (ii) una che rappresenta la tecnologia nuova, più efficiente, sulla quale il risolutore può decidere di investire. Tale distinzione è motivata dalla necessità di considerare le differenze di efficienza, anche minime, per una tecnologia che vede attualmente e verosimilmente nel prossimo futuro una presenza ancora importante.
- Le **caldaie a GPL e gasolio**, presenti nel modello con un'unica tecnologia media, per ogni tipologia d'utenza, senza prevedere sviluppi particolari o comunque non identificando impieghi futuri di particolare interesse per la decarbonizzazione.

- Gli **impianti a biomassa**, presenti nel modello per ogni tipologia d'utenza con due tecnologie distinte: (i) una che rappresenta la capacità residua al 2030 dell'installato odierno e (ii) una che rappresenta la tecnologia nuova, più efficiente, sulla quale il risolutore può decidere di investire. Tale distinzione è motivata dall'importante differenza di efficienza che può caratterizzare impianti vecchi e nuovi.
- Le **pompe di calore elettriche** (aria-acqua), presenti nel modello con un'unica tecnologia media per ogni tipologia d'utenza, che può essere selezionata dal risolutore solo in accoppiamento all'isolamento degli edifici e anche, nel caso residenziale, ad una distribuzione del calore a pavimento con pannello radiante (con realtivo investimento addizionale). La tecnologia è inserita nel modello con la possibilità di utilizzo per condizionamento estivo, in competizione con i condizionatori, in funzione della domanda di raffrescamento della zona. Va altresì notato che la tecnologia in questione non è disponibile nel modello nelle zone climatiche più fredde.
- Le **pompe di calore a gas** (ad assorbimento), presenti nel modello con un'unica tecnologia media, nella versione per edifici con riscaldamento centralizzato e nella versione per villetta. A differenza della tecnologia precedente non è inserita in accoppiamento alla riqualificazione dell'edificio.
- I **condizionatori**, presenti nel modello per rappresentare il condizionamento estivo come utilizzo principale ma in grado di funzionare in modalità pompa di calore aria-aria per la produzione di calore. Nel modello, tale soluzione può coprire solo una quota della domanda di calore di un'utenza (mediamente 10% sull'intero territorio lombardo) e per tanto può essere presa in considerazione dal risolutore solo in accoppiamento ad un'altra tecnologia di generazione del calore. La presenza dei condizionatori è comunque vincolata zona per zona alla domanda di raffrescamento.
- il **teleriscaldamento**, presente nel modello come calore distribuito da una rete di distribuzione, con un proprio investimento, e generato a monte da una serie di soluzioni tecnologiche possibili, per il cui dettaglio si rimanda al paragrafo successivo.

In Tabella 2 si riportano i principali dati tecnico economici di input reattivi alle soluzioni tecnologiche assunte per il settore in esame, in particolare, costi fissi e variabili ed efficienze.

Tabella 2 - Principali dati tecnico economici di input reattivi alle soluzioni tecnologiche assunte per il settore civile, in particolare, costi fissi e variabili ed efficienze.

Tecnologia	CAPEX		OPEX		efficienza
Riqualificazione edificio					Risparmio pari a circa 70% ^c
Cappotto termico	105	[€/m ²] ^a	0	[€/m ² /anno] ^a	
Chiusure vetrate	410	[€/m ²] ^b	10	[€/m ² /anno] ^b	
PdC elettrica aria-acqua [8-25 kW]	500	[€/kW]	5	[€/kW/anno]	SCOP: 3-3.7 ^c
PdC elettrica aria-acqua [28-50kW]	450	[€/kW]	4.5	[€/kW/anno]	SCOP: 3-3.7 ^c
PdC gas	1000	[€/kW]	20	[€/kW/anno]	SGUE: 1.36-1.49 ^c
Caldaia a condensazione	150	[€/kW]	20	[€/kW/anno]	0.9
Impianto a biomassa	280	[€/kW]	12.1	[€/kW/anno]	0.8
a: il valore fa riferimento alla superficie perimetrale; b: il valore fa riferimento alla superficie vetrata; c: il valore varia in funzione dell'area geografica					

2.2.3 Teleriscaldamento

La porzione del sistema energetico relativa al teleriscaldamento è modellizzata come graficamente riportato nello schema semplificato di Figura 6. Il teleriscaldamento è per sua natura una soluzione tecnologica di interconnessione fra più settori, con un'infrastruttura che permette di raccogliere e distribuire il calore da fonti distribuite così come da grandi impianti dedicati.

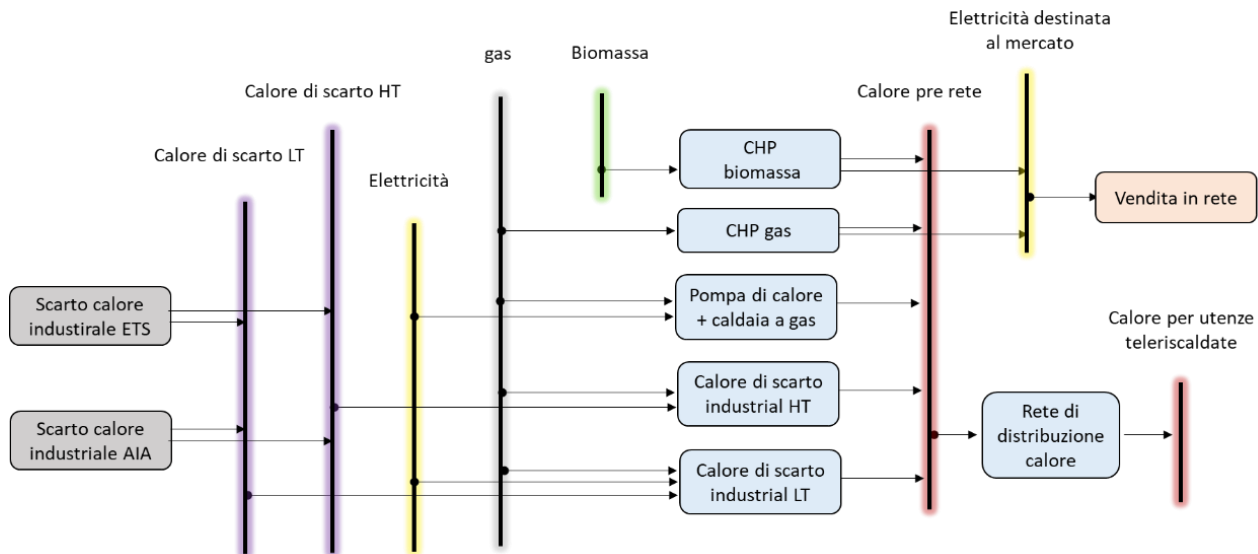


Figura 6 - Visualizzazione semplificata del sistema energetico di riferimento replicato all'interno del modello, con focus sul teleriscaldamento. Lo schema è da intendersi replicato per ogni area geografica.

In particolare, le soluzioni tecnologiche per l'alimentazione della rete di teleriscaldamento comprese nel modello, sono:

- **Impianti cogenerativi dedicati (CHP)**, per la produzione combinata di calore ed elettricità a partire dalla combustione di gas naturale o da biomassa. Si fa notare che l'installazione di cogeneratori dedicati a biomassa è vincolata all'utilizzo di biomassa locale (cioè alla biomassa identificata come producibile con criteri di sostenibilità nell'area considerata). L'elettricità prodotta dai cogeneratori è destinata nel modello alla vendita sul mercato.
- **Impianti alimentati da pompa di calore elettrica** di grande taglia, con efficienze e potenziale identificati nel modello in funzione della zona geografica.
- **Recupero di calore di scarto industriale** ad alta e a bassa temperatura. Tale soluzione è suddivisa tra recupero da industria ETS e industria non ETS, i cui potenziali sono identificati in funzione della presenza teorica di calore di scarto in ciascuna area. Fra l'industria caratterizzata da scarto industriale è inclusa anche l'industria elettrica, con la generazione termoelettrica (inclusi i termovalorizzatori) o cogenerazione non espressamente dedicata al teleriscaldamento. Nel modello, lo sfruttamento di calore a bassa temperatura è accoppiato all'utilizzo di energia elettrica per innalzare la temperatura del fluido attraverso pompe di calore. Va notato che, sia per l'alta sia per la bassa temperatura, il costo del recupero di calore include anche il costo del trasporto, proporzionale alla distanza tra domanda e offerta.

Va notato infine che tutti gli impianti sono associati ad una **caldaia ausiliaria** ad uso integrativo o di riserva nei momenti di picco o di indisponibilità delle altre soluzioni. Lo schema è completato infine dalla **rete di distribuzione** del calore, con efficienze proporzionali alla lunghezza di rete nel caso del potenziale futuro, e identificato da dati reali nei casi esistenti.

2.2.4 Fotovoltaico nel settore civile

All'interno del settore civile è da includere l'autoproduzione elettrica rinnovabile, ad opera del fotovoltaico installato su tetto. Sebbene possa essere più o meno facilmente identificata una soluzione tecnologica principale, o una tecnologia media rappresentativa del mercato, si sono volute distinguere nel modello diverse possibili combinazioni, in presenza di accumulo elettrochimico (batterie) e in presenza di comunità energetiche, con diverse implicazioni economiche prima ancora che energetiche. Lo schema semplificato del sistema energetico di riferimento riportato in Figura 7 si focalizza sul fotovoltaico nel civile, facendo riferimento ai flussi energetici ma mantenendo una distinzione in funzione dei flussi economici.

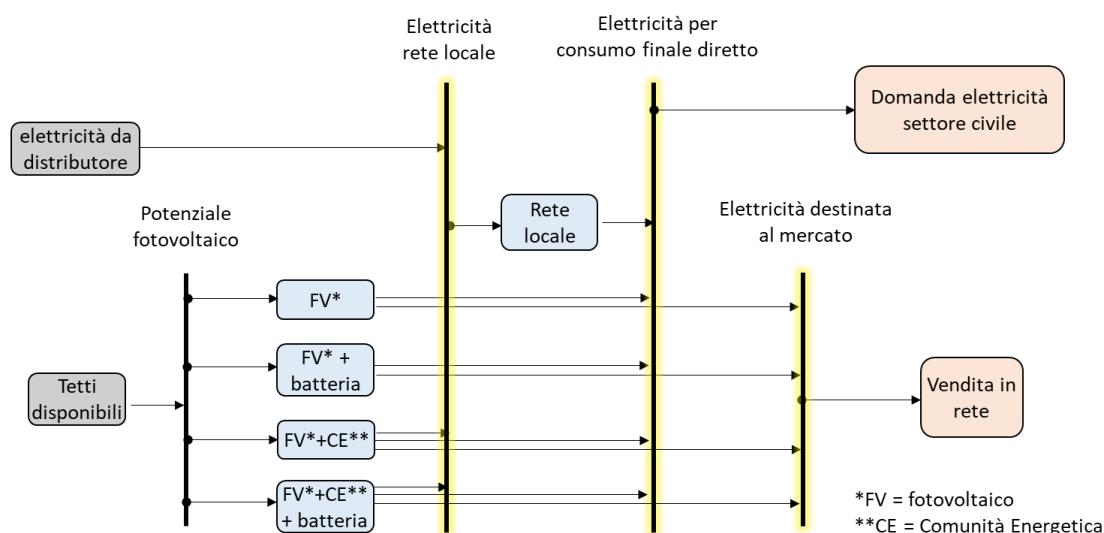


Figura 7 - Visualizzazione semplificata del sistema energetico di riferimento replicato all'interno del modello, con focus sul fotovoltaico dedicato nel settore civile. Lo schema è da intendersi replicato per ogni area geografica e per ogni tipologia di utenza.

Lo schema è replicato per ogni area e per tipologia di utenza, in particolare per villette, condomini, ed edifici del terziario. La struttura parte dalla disponibilità di tetti dedicabili al fotovoltaico, in ciascuna tipologia di utenza. Il risolutore può scegliere se dedicare le superfici disponibili a:

- un **impianto semplice**, in cui si ha una quota minore di autoconsumo, e una quota maggiore di energia venduta.
- un **impianto accoppiato a una batteria**, in cui si ha una maggiore quota di autoconsumo rispetto al caso precedente, e una quota minore di energia venduta.
- un **impianto semplice in regime di comunità energetica**, in cui si ha una quota di autoconsumo, una quota condivisa con la comunità energetica, e una quota di energia venduta senza essere condivisa con la comunità energetica (ovvero la quota per cui non esiste un concomitante consumo all'interno della comunità energetica).

- un **impianto in regime di comunità energetica accoppiato a una batteria**, in cui si ha una maggiore quota di autoconsumo rispetto al caso precedente, una maggiore quota condivisa con la comunità energetica, e una quota minore di energia venduta senza essere condivisa con la comunità energetica.

Una quota della domanda di energia elettrica del settore civile può dunque essere soddisfatta dal fotovoltaico attraverso l'autoconsumo diretto, senza alcun costo operativo, oppure indirettamente attraverso la condivisione all'interno della comunità energetica, percependo un incentivo statale dedicato (pari a 110 €/MWh). La domanda che non è soddisfatta come autoconsumo diretto o come elettricità condivisa dalla comunità energetica, è acquistata invece dal distributore. In Tabella 3 sono riportati in sintesi i dati economici di input al modello. Il potenziale considerato è pari a 1.8 GW su villette, 3.4 GW su condomini e 1.2 GW su edifici del terziario.

Tabella 3 - Dati economici di input al modello relativi al fotovoltaico per il settore civile.

Tecnologia	CAPEX		OPEX	
FV [villetta]	1600	[€/kW]	50	[€/kW/anno]
FV + accumulo [villetta]	2600	[€/kW]	80	[€/kW/anno]
FV [condominio]	1500	[€/kW]	45	[€/kW/anno]
FV + accumulo [condominio]	2500	[€/kW]	75	[€/kW/anno]

2.2.5 Trasporti

Il settore dei trasporti è suddiviso nel modello in tre grandi macrocategorie: (i) la domanda di mobilità leggera, relativa alle autovetture, riprodotta dal modello con maggiore dettaglio, (ii) la domanda di trasporto merci leggero, con un dettaglio intermedio, e (iii) la domanda di mobilità per il generico sottosettore "altri trasporti", che comprende il trasporto pesante di merci e passeggeri, escludendo la sola aviazione.

Lo schema semplificato del sistema energetico di riferimento relativo al settore è riportato in Figura 8. Per la domanda di mobilità leggera, lo schema si ripete per ognuna delle 17 aree in cui è suddiviso il modello. È replicato invece una sola volta per le altre categorie.

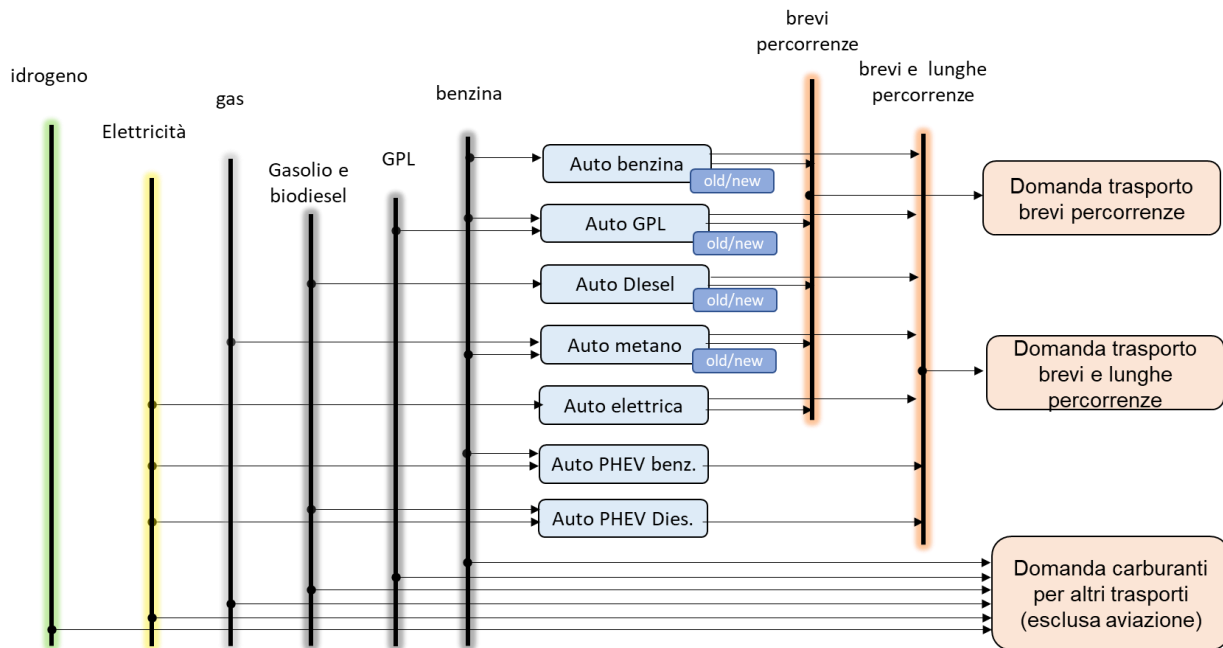


Figura 8 - Visualizzazione semplificata del sistema energetico di riferimento replicato all'interno del modello, con focus sul settore trasporti. Lo schema è da intendersi replicato per ogni area geografica.

Per tenere in considerazione le diverse modalità e necessità di utilizzo delle autovetture, il relativo fabbisogno di trasporto è stato suddiviso in (i) un utilizzo caratterizzato principalmente da brevi percorrenze (corrispondente indicativamente ad autovetture di piccola o media taglia) e (ii) un utilizzo caratterizzato in modo rilevante da lunghe percorrenze (corrispondente indicativamente ad autovetture di grossa taglia). Per il soddisfacimento di tali domande, il modello comprende:

- **autovetture con motore a combustione interna** alimentate a benzina, gasolio ma anche gpl e metano. Tali tecnologie sono rappresentate distinguendo tra (i) piccola-media taglia e (ii) grande taglia per il soddisfacimento, rispettivamente dei due fabbisogni precedentemente identificati. Per ognuna di queste tipologie sono presenti sia le autovetture residue al 2030 del parco circolante al 2020, sia le tecnologie nuove, più efficienti, sulle quali il modello può investire. Le tecnologie ibride del tipo non plug-in sono incluse implicitamente in queste ultime.
- **Autovetture ibride di tipo plug-in** (dette anche PHEV), per il soddisfacimento del solo fabbisogno caratterizzato principalmente da lunghe percorrenze. Il rapporto tra consumi elettrici e consumi di combustibili fossili è definito esogenamente,
- **Autovetture elettriche**, rappresentate nel modello con una discretizzazione di 8 opzioni differenti, una per anno, per poter prendere in considerazione la prospettata rapida evoluzione della tecnologia (con costi di investimento decrescenti e densità energetica crescente per le batterie).
- **Veicoli merci leggeri con motore a combustione interna** alimentati a benzina, gasolio ma anche gpl e metano. Sono presenti sia i veicoli residui al 2030 del parco circolante al 2020, sia le tecnologie nuove, più efficienti, sulle quali il modello può investire
- **Veicoli merci a trazione elettrica**, rappresentati nel modello con una discretizzazione di 8 opzioni differenti, una per anno, per poter prendere in considerazione la prospettata rapida evoluzione della tecnologia (con costi di investimento decrescenti e densità energetica crescente per le batterie).

È definita invece esogenamente l'evoluzione dei consumi legata ad altri trasporti, in coerenza con valutazioni esterne al modello. Per tutto il settore, complessivamente, è prevista, nel caso di veicoli alimentati a gasolio, una quota percentuale di biodiesel in miscela con il gasolio di origine fossile.

Le caratteristiche tecnico economiche dei veicoli considerati nel modello sono riportate in sintesi in Tabella 4 e in Tabella 5.

Tabella 4 - Caratteristiche tecnico economiche dei veicoli considerati nel modello per la mobilità leggera di merci e persone.

Tipologia veicolo	alimentazione	CAPEX [€/veicolo]	consumo specifico [MWh/Gm]
Autovettura piccola/media taglia	benzina	17000	408.76
Autovettura piccola/media taglia	gasolio	16500	423.37
Autovettura piccola/media taglia	GPL	19000	417.82
Autovettura piccola/media taglia	metano	18800	365.86
Autovettura grossa taglia	benzina	22800	408.76
Autovettura grossa taglia	gasolio	26700	423.37
Autovettura grossa taglia	GPL	24000	417.82
Autovettura grossa taglia	metano	25000	365.86
Autovettura ibrida plug-in (PHEV)	benzina	27800	327
Autovettura ibrida plug-in (PHEV)	gasolio	31000	338.7
Autovettura piccola/media taglia	elettrico	Si veda Tabella 5	135
Autovettura grossa taglia	elettrico	Si veda Tabella 5	170
Veicolo merci leggero	gasolio	28600	650.5
Veicolo merci leggero	benzina	27000	636.3
Veicolo merci leggero	GPL	29000	456.6
Veicolo merci leggero	metano	32000	481.4
Veicolo merci leggero	elettrico	Si veda Tabella 5	213.5

Tabella 5 - Caratteristiche tecnico economiche dei veicoli elettrici considerati nel modello.

tipologia		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CAPEX [€]	piccola/media	23200	21200	19500	17800	16300	15000	13700	12600
	grande	36200	33200	30400	27800	25500	23400	21400	19600
	VCL	30200	27700	25300	23200	21300	19500	17900	16400
Massima penetrazione ^a	tutte	1%	1%	2%	2%	3%	4%	4%	5%
a: la penetrazione massima è definita rispetto al nuovo immatricolato annuo (circa 5% del parco complessivo)									

2.2.6 Industria

Il settore industriale, caratterizzato nel mondo reale da una grande eterogeneità di processi, tecnologie e vettori energetici, è invece caratterizzato nel modello con un minor dettaglio rispetto ai segmenti precedenti, in termini di differenziazione geografica e di destinazione d'uso dell'energia. La scelta di un minor dettaglio, altrimenti auspicato, è dovuta alla scarsa disponibilità di dati e informazioni. Attraverso lo schema del sistema energetico di riferimento riprodotto in Figura 9, il modello comprende la parte di industria presente in Lombardia che non rientra nel sistema di Emission Trading, regolato dalla direttiva 2018/410/UE.

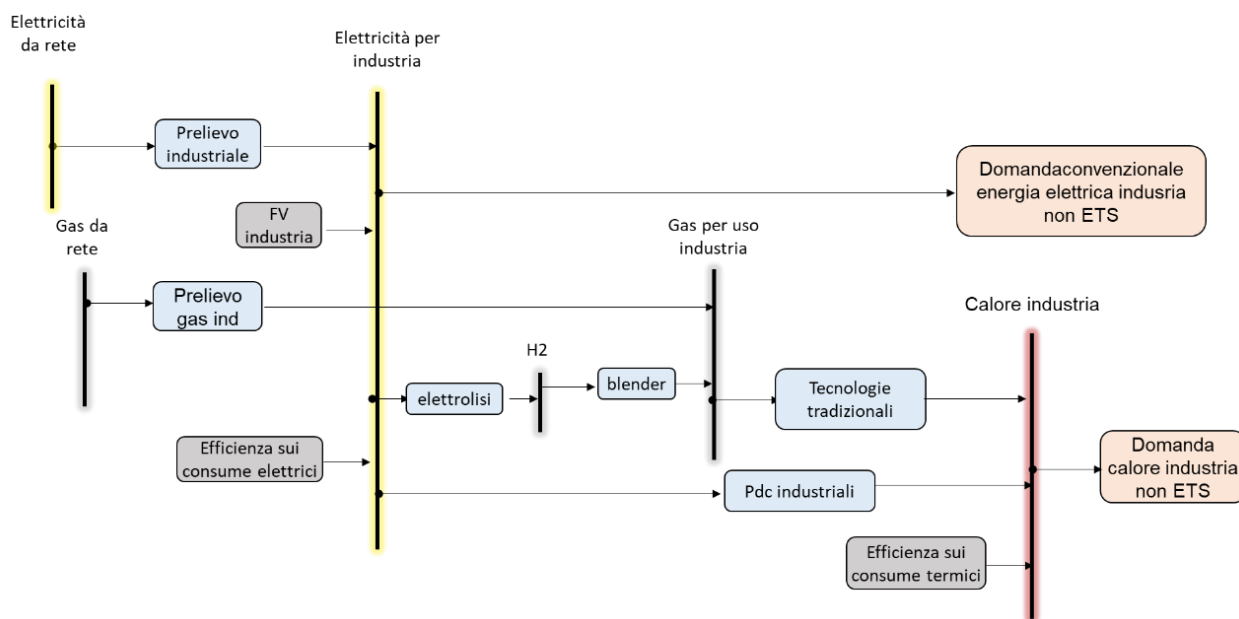


Figura 9 - Visualizzazione semplificata del sistema energetico di riferimento replicato all'interno del modello, con focus sul segmento dell'industria non ETS.

In sintesi, le opzioni presenti nel modello per la riduzione delle emissioni climalteranti nel settore comprendono:

- **Soluzioni di efficientamento energetico** in grado di ridurre sia il fabbisogno termico sia il fabbisogno elettrico.
- **Pompe di calore elettriche**, sia per il soddisfacimento di una quota di fabbisogno termico di processo, con temperature fino a 200 °C (pompe di calore industriali ad alta temperatura), sia per il riscaldamento degli ambienti (pompe di calore a bassa temperatura).
- **Produzione e utilizzo di idrogeno** in miscela con il gas naturale come vettore per il soddisfacimento del fabbisogno termico e/o per la cogenerazione industriale. La produzione è affidata a elettrolizzatori localizzati eventualmente presso l'utilizzatore finale. L'utilizzo, esclusivamente in miscela, è ammesso solo fino a una quota gestibile dalle infrastrutture e dai macchinari esistenti, senza richiedere modifiche.
- **Fotovoltaico**, installato localmente, per la produzione di energia elettrica per un utilizzo principalmente diretto.

In Tabella 6 sono riportati in sintesi i dati tecnico economici di input al modello.

Tabella 6 – Caratteristiche tecnico economiche delle soluzioni di decarbonizzazione considerate nel modello per l'industria non ETS

Opzione tecnologica	costo	u.d.m.	limite	u.d.m.	nota
efficientamento consumi termici	75	€/MWh	1.3	TWh	10% del fabbisogno
efficientamento consumi elettrici	75	€/MWh	4	TWh	10% del fabbisogno

produzione e utilizzo di idrogeno da elettrolisi	1175	€/kW			Uso in blend fino a 10% in energia
pompe di calore elettriche	500	€/kW	2.3	TWh	processi < 200 °C
fotovoltaico	1500	€/kW	1.6	GW	

2.2.7 Risorse rinnovabili non settoriali

Il potenziale di energia da fonti rinnovabili riveste particolare importanza per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni climateranti. Oltre alle fonti rinnovabili legate ai singoli settori (e.g., il fotovoltaico su tetto per il settore civile o per l'industria) il modello include le seguenti fonti, rappresentate come indicato dallo schema in Figura 10:

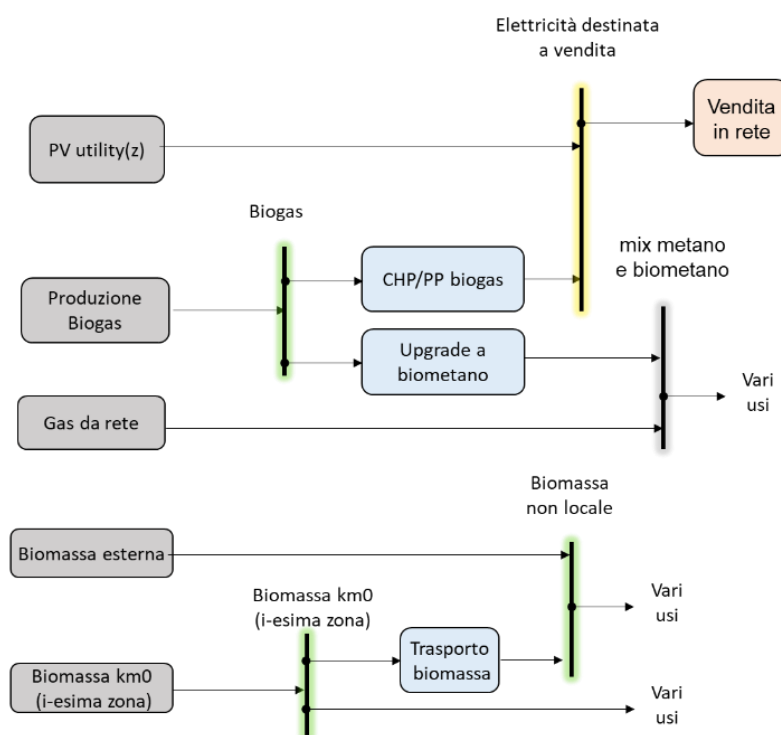


Figura 10 - Visualizzazione semplificata del sistema energetico di riferimento replicato all'interno del modello, con focus sulle rinnovabili non settoriali. Lo schema è da intendersi replicato per ogni area geografica.

- **Fotovoltaico utility scale** (intendendo impianti a terra di grande taglia), comprendente (i) gli impianti già installati ad oggi con taglia maggiore di 200 kW, (ii) il potenziale derivato dalla copertura di superfici dedicabili fra le aree per la rigenerazione e (iii) il potenziale stimato per il fotovoltaico flottante su laghi di cava, per un totale di 1,9 GW², da aggiungersi all'esistente, pari a circa 350 MW.

² Per la stima del fotovoltaico flottante su cava si è considerato lo scenario mediamente conservativo del lavoro di RSE "FV nel territorio lombardo Potenziale di sviluppo del FV galleggiante e su tetto"; per la stima del fotovoltaico da aree alla rigenerazione sono state considerate le superfici disponibili considerando eventuali vincoli di utilizzo.

- **Biogas e biometano**, a partire dalla digestione anaerobica dei reflui zootecnici e della frazione organica dei rifiuti urbani (FORSU), per un totale di 0.6 miliardi di smc^3 [pari a 6.6 TWh]. La produzione da rifiuti è circa il 12% sul totale stimato. Il biogas può essere utilizzato nel modello per la produzione di energia elettrica o cogenerazione di elettricità e calore, o subire l'upgrade a biometano per essere immesso nella rete del gas naturale per vari usi.
- **Biomassa legnosa**, includendo sia biomassa locale, prodotta con criteri di sostenibilità, sia biomassa prodotta fuori regione (ad esclusione della biomassa dedicata alla cogenerazione per il teleriscaldamento, per cui è ammessa solo la risorsa locale), con annesso un fattore di emissione legato al trasporto. Il potenziale di produzione locale, per un totale di 1.8 TWh⁴, è stimato e differenziato per ciascuna area, con la possibilità di trasporto fra le aree stesse all'interno del territorio regionale, con annesso un fattore di emissione legato al trasporto.

³ Per ricavare il potenziale di produzione di biogas e biometano da reflui zootecnici sono stati analizzati i dati ricavati dalla Banca Dati Nazionale dell'Anagrafe Zootecnica relativamente a numero di capi per specie in regione Lombardia. Per valutare il potenziale da digestione anaerobica della FORSU sono stati utilizzati i dati presenti nel documento di aggiornamento del Piano Regionale di Gestione Rifiuti (PRGR) in fase di aggiornamento (VAS).

⁴ Il potenziale è stato stimato partendo da analisi interne sul dato storico di produzione di biomassa legnosa e proiettato al 2030

3 Indicazioni fornite dal modello

La risoluzione del problema di ottimizzazione su cui si basa il modello presentato nel capitolo precedente restituisce il mix tecnologico ottimale per il raggiungimento dei target emissivi al minimo costo di sistema. Tale risultato permette non solo di individuare settore per settore le tecnologie chiave e le relative penetrazioni ideali all'anno target, ma anche la distribuzione ideale dei target emissivi fra settori. Poiché le informazioni al contorno del modello sono caratterizzate intrinsecamente da incertezze, principalmente relative ai prezzi e alle disponibilità delle risorse, l'analisi ha riguardato in realtà una serie di ottimizzazioni, caratterizzate da differenti condizioni al contorno. Il presente capitolo intende riportare le indicazioni suggerite dall'analisi dei risultati e della loro sensibilità alle diverse condizioni al contorno e nelle diverse aree territoriali. Viene fornita una prima visione d'insieme (capitolo 3.1) e vengono mostrati poi individualmente i risultati del settore termico civile (capitolo 3.2), del teleriscaldamento (capitolo 3.3), dei trasporti (capitolo 3.4) e dell'industria (capitolo 3.5), concludendo infine con il ruolo delle rinnovabili (capitolo 3.6).

3.1 Visione d'insieme

Il primo risultato di interesse è la visione d'insieme dal punto di vista di sistema. Come anticipato, l'utilizzo del modello permette di suggerire una distribuzione ottimale degli sforzi (ovvero degli investimenti per la riduzione delle emissioni) tra settori. Nel grafico in Figura 11, e con maggiore dettaglio in Tabella 7, sono mostrate le emissioni registrate nei diversi settori di interesse al 2005 e al 2019 (anno più recente precedente alla pandemia), corredate dai risultati del modello al 2030, prima in assenza di vincoli emissivi (ovvero con una pura ottimizzazione economica) e poi al diminuire delle emissioni ammesse, da 46.5 Mt a 42.5 Mt, ovvero nell'intorno del target di 43.5 Mt coerente con il *Fit-For-55* per il complesso dei settori interessati (-44% rispetto al 2005). Va notato che una consistente quota di riduzione è ottenuta già in assenza di vincoli, suggerendo che sarebbe di fatto economicamente conveniente di per sé.

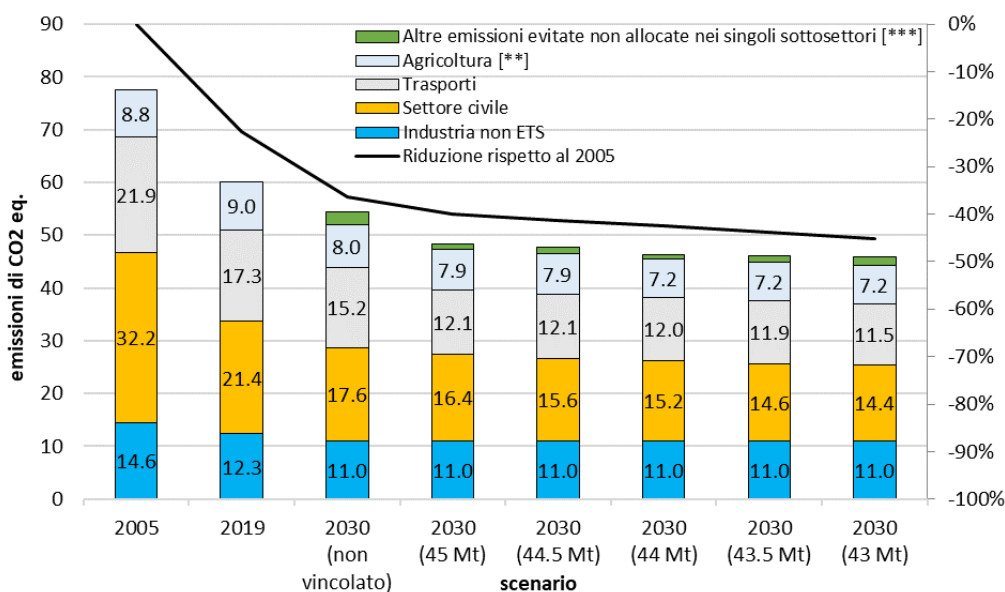


Figura 11 – Emissioni di CO₂-eq nell'anno di riferimento per il target di riduzione (2005) e nell'anno 2019 e emissioni risultanti dal modello al 2030, in diversi scenari di riduzione, da -35.5% (senza vincoli emissivi) a -45.1% (42.5 Mt).

Tabella 7 – Emissioni di CO₂-eq [Mt] nell'anno di riferimento per il target di riduzione (2005) e nell'anno 2019 e emissioni risultanti dal modello al 2030, in diversi scenari di riduzione, da -35.5% (senza vincoli emissivi) a -45.1% (42.5 Mt).

	storico		modello					
	2005	2019	2030					
limiti imposti al modello [Mt]			senza limiti emissivi	46,5	45,5	44,5	43.5 [*]	42,5
Settori								
a) Emissioni indirette da consumo di energia elettrica	Conteggiate nei singoli settori							
b) Industria ETS	Settore non oggetto del presente studio							
c) Industria non ETS	14,6	12,3	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
d) Settore civile	32,2	21,4	17,6	16,4	15,6	15,2	14,6	14,4
e) Trasporti	21,9	17,3	15,2	12,1	12,1	12,0	11,9	11,5
f) Agricoltura [**]	8,8	9,0	8,0	7,9	7,9	7,2	7,2	7,2
Altre emissioni evitate [***]			2,6	0,9	1,1	0,9	1,3	1,7
Emissione totale [a + c + d + e + f]			51,9	47,4	46,6	45,4	44,8	44,2
Emissioni totali del sistema [Mt]	77,5	60,0	49,3	46,5	45,5	44,5	43,5	42,5
Riduzione rispetto al 2005 [Mt]	0,0	17,4	28,2	31,0	32,0	33,0	34,0	35,0
Riduzione rispetto al 2005	0%	-22,5%	-36,4%	-40,0%	-41,3%	-42,6%	-43,8%	-45,1%
<p>Note : [*]</p> <p>* - obiettivo di riduzione coerente con Fit for 55</p> <p>** - la riduzione delle emissioni del settore agricoltura è dovuta all'utilizzo di biometano</p> <p>*** - comprende la quota di fotovoltaico ceduta alla rete elettrica e il biometano prodotto dalla digestione anaerobica dei rifiuti (FORSU).</p>								

Inserendo i vincoli emissivi nel problema di ottimizzazione, la riduzione avviene principalmente ad opera del settore civile e dei trasporti. Questi due settori presentano infatti un margine rilevante di riduzione spendibile nel periodo 2022-2030 anche in assenza di una maggiore disponibilità di rinnovabili elettriche. Fissando l'obiettivo complessivo a 43.5 Mt (-43.8% rispetto al 2005), e attribuendo le emissioni indirette agli specifici settori che ne sono responsabili, la riduzione complessiva risulta declinata nei vari settori come segue: -24% all'industria non ETS, -55% al settore civile, -46% ai trasporti, -18% all'agricoltura.

Un'ulteriore informazione interessante nella visione d'insieme può essere ricavata dalla curva di variazione del costo totale del sistema per emissioni risparmiate. Tale costo è indicativo dello sforzo necessario per il raggiungimento degli obiettivi emissivi, e può essere letto come un'approssimazione del costo di una

tonnellata di CO₂-eq risparmiata nei vari scenari di riduzione.⁵ L'informazione utile che comunica il grafico in Figura 12 non sta nei numeri assoluti ma nel cambio di pendenza: il costo specifico di risparmio delle emissioni è leggermente crescente per raggiungere il target di 43.5 Mt ma cresce in modo molto sostenuto una volta superato tale livello di riduzione. In altri termini, la curva identificata sembra suggerire che il target di 43.5 Mt, coerente con il Fit-for-55, si collochi in una posizione tendenzialmente favorevole. Va notato che tale incremento esponenziale della curva nell'ultimo tratto potrebbe essere reso meno ripido o quantomeno spostato verso riduzioni emissive maggiori. Con le tecnologie disponibili attualmente e con le condizioni economiche correnti, questo potrebbe essere ottenuto in due modi: (i) attraverso una disponibilità maggiore di rinnovabili - in particolar modo di superfici dedicabili a fotovoltaico – e/o (ii) attraverso la riduzione della domanda, in particolare per mezzo di un cambio comportamentale.

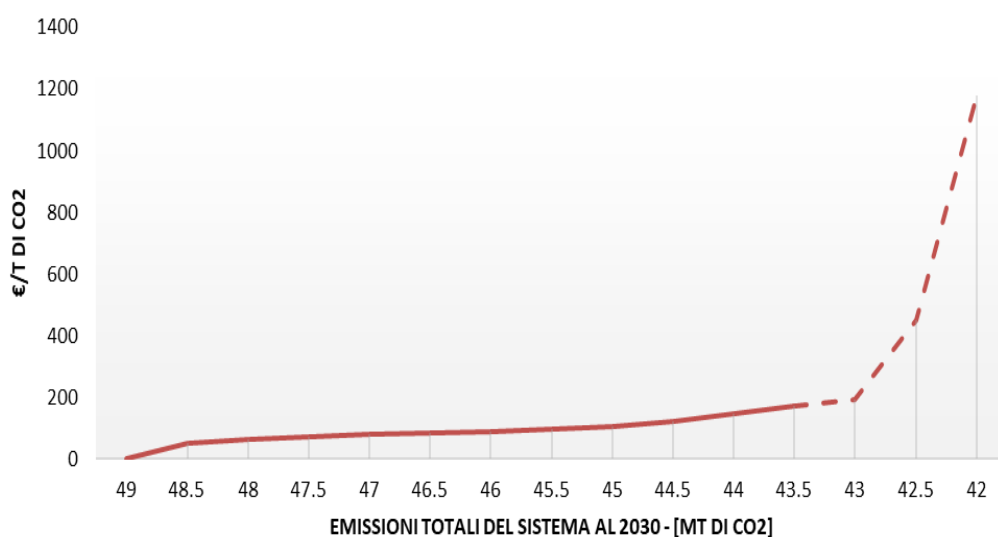


Figura 12 - curva del costo totale del sistema per unità di emissioni risparmiate, al variare del vincolo emissivo.

In Figura 13 sono riportati i consumi finali per settore. Complessivamente si ha una riduzione del 20% nello scenario che raggiunge il target di 43.5 Mt di CO₂-eq. La riduzione è guidata da un aumento dell'efficienza in quasi tutti i settori, per via di interventi di riduzione della domanda e per via della maggiore efficienza intrinseca nell'elettrificazione di alcuni servizi (in particolare riscaldamento e mobilità). Ne risulta una forte riduzione del gas naturale, pari al 44%, anche a fronte dell'ingresso del biometano fra i consumi, e un aumento dei consumi di elettricità pari al 26%. In termini relativi il consumo di biomassa registra una contrazione del 15%, legata principalmente all'impiego di soluzioni tecnologiche più efficienti nel settore civile.

⁵ Il costo totale specifico delle emissioni risparmiate è calcolato come rapporto tra la differenza di costo totale del sistema e la differenza di emissioni totali. Il costo totale del sistema è ottenuto come somma del costo totale di investimento annualizzato, più il costo totale operativo dell'anno target. Non considera dunque il periodo di evoluzione tra la situazione odierna e l'anno target.

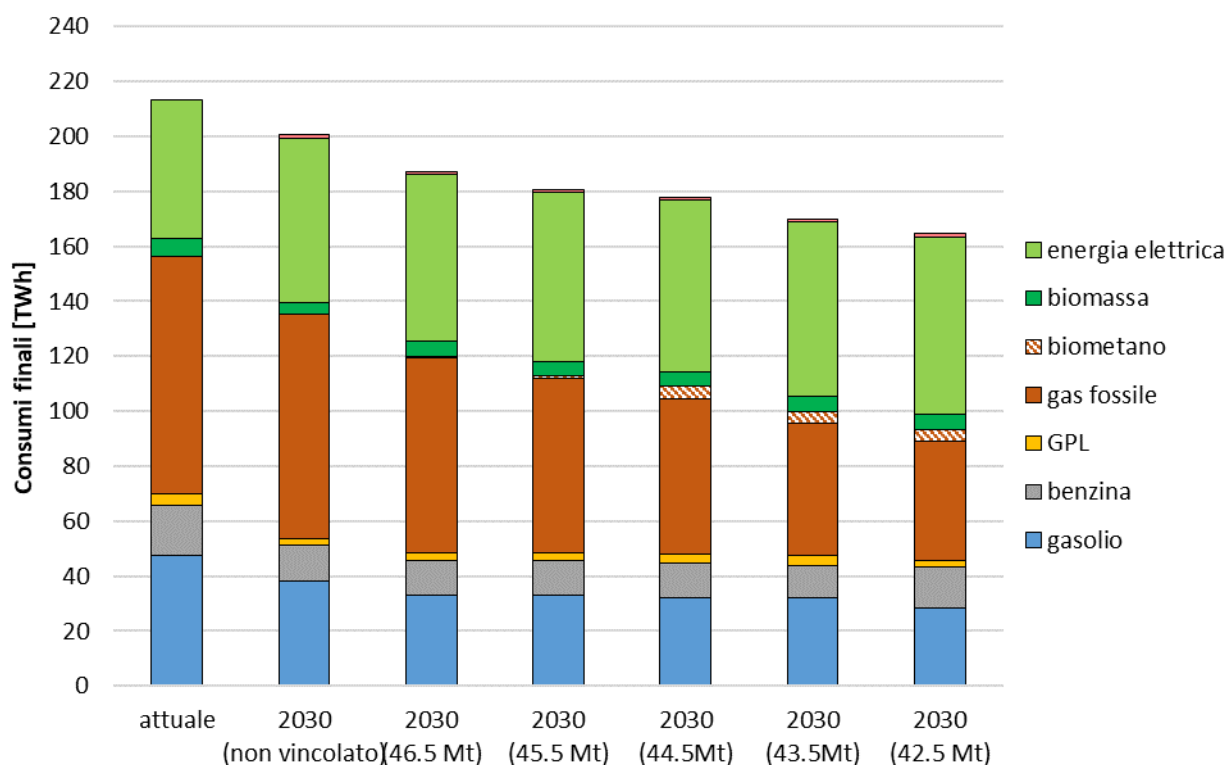


Figura 13 - Consumi finali per tipo di combustibile, attuali (2020) e risultanti dalla risoluzione del modello al 2030 in diversi scenari di riduzione, da -35.5% (senza vincoli emissivi) a -45.1% (42.5 Mt).

3.2 Settore civile

Il settore civile, complessivamente il più rilevante in termini emissivi ed il più complesso per struttura modellistica, è il primo ad essere analizzato individualmente nei risultati. I grafici nelle figure successive riportano diversi dettagli. In Figura 14, è possibile vedere la penetrazione delle varie soluzioni al variare del limite emissivo. In Figura 15 è invece possibile uno sguardo di dettaglio sulle diverse tipologie di edificio nello scenario di riduzione a 43.5 Mt. In Figura 16, infine, viene mostrato il dettaglio geografico per lo stesso scenario di riduzione.

Complessivamente si assiste a una penetrazione rilevante della riqualificazione degli edifici, già in assenza di vincoli emissivi, nella maggior parte dei casi in combinazione con una penetrazione delle pompe di calore elettriche. Si assiste inoltre ad una penetrazione rilevante del teleriscaldamento, anche in questo caso già in assenza di vincoli emissivi, per il cui dettaglio si rimanda al paragrafo successivo.

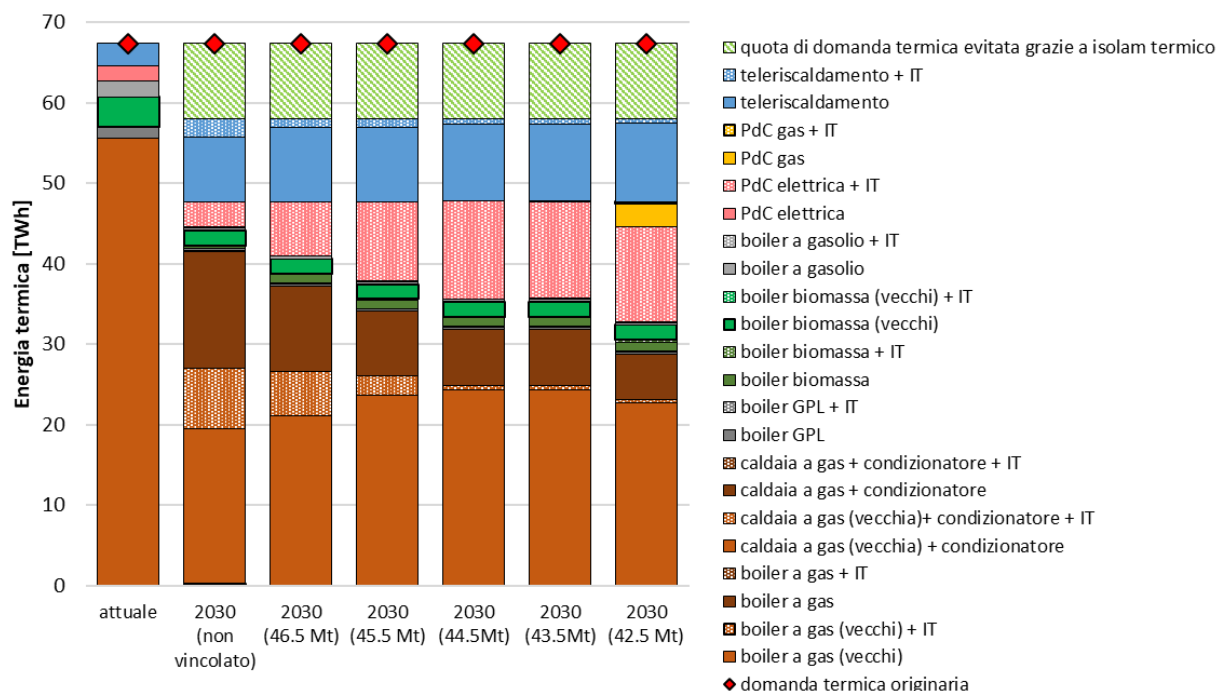


Figura 14 – Composizione del mix tecnologico nel settore civile, attuale (2020) e risultante dalla risoluzione del modello al 2030 in diversi scenari di riduzione, da -35.5% (senza vincoli emissivi) a -45.1% (42.5 Mt).

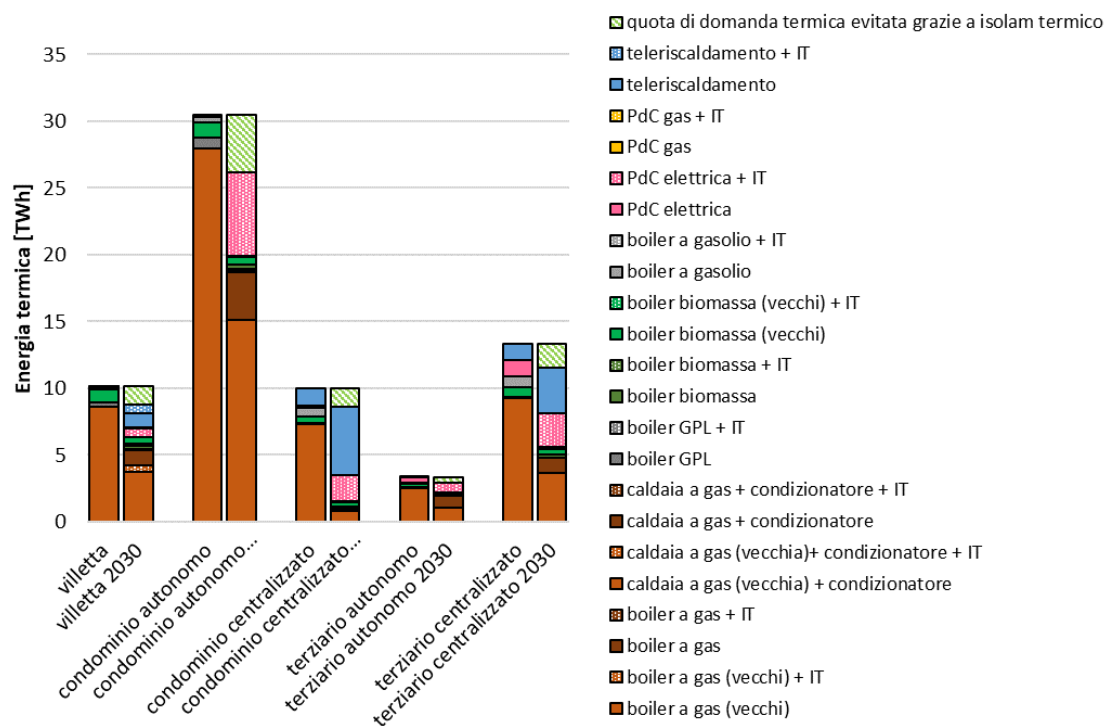


Figura 15 - Composizione del mix tecnologico nel settore civile risultante dalla risoluzione del modello al 2030 in uno scenario di riduzione coerente con il Fit-for-55, pari a -43.8% (43.5 Mt) – dettaglio per tipologia di utenza.

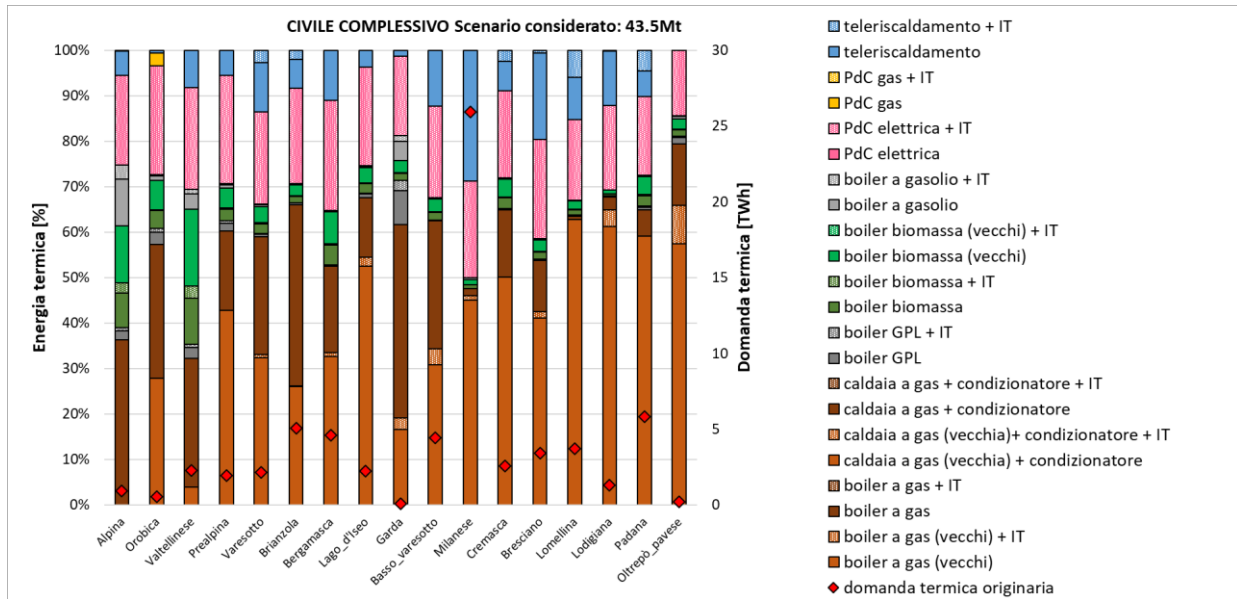


Figura 16 - Composizione del mix tecnologico nel settore civile risultante dalla risoluzione del modello al 2030 in uno scenario di riduzione coerente con il Fit-for-55, pari a -43.8% (43.5 Mt) – dettaglio per area geografica.

La riqualificazione satura rapidamente il potenziale permesso del 2% annuo circa, comunque molto alto, con minime differenze di penetrazione tra zone. Risulta, insieme alle pompe di calore un'opzione importante per i condomini termoautonomi, in cui manca l'opzione teleriscaldamento. Complessivamente, la riqualificazione permette di ridurre la domanda finale del 14%.

Le pompe di calore elettriche, con il 21% circa del calore fornito alle utenze, sono un'opzione chiave poichè abilitano allo stesso tempo una riduzione consumi (per la maggiore efficienza rispetto alle caldaie tradizionali) e una penetrazione delle rinnovabili (attraverso il vettore elettrico), in una direzione coerente anche con la maggior decarbonizzazione che sarà richiesta nel periodo successivo al 2030. Va notato, in questo senso, che una maggiore disponibilità di fotovoltaico porta il risolutore a scegliere una maggiore penetrazione delle pompe di calore elettriche. Esiste per questa tecnologia una variazione importante fra aree, in funzione della minore efficienza che si registra andando verso le zone climatiche fredde. Anche i condizionatori, laddove presenti, utilizzati nella stagione invernale come pompa di calore di supporto all'impianto principale, rivestono un ruolo non trascurabile (fino a quasi il 10% della domanda), portando maggiore efficienza e più rinnovabili nel settore.

La pompa di calore a gas risulta un'opzione di interesse in presenza di limiti alle emissioni molto stringenti (5% nello scenario con limite a 43 Mt), dal momento che il tasso di riqualificazione annuo e/o comunque l'impossibilità di riqualificare alcuni edifici non permettono l'installazione di ulteriori pompe di calore elettriche. L'opzione a gas è inoltre maggiormente interessante in presenza di prezzi alti del gas (da momento che la maggiore efficienza rispetto alla caldaia a gas si riflette in un costo operativo minore sulla vita utile, che ripaga prima l'investimento iniziale). I risultati non mostrano una variazione significativa tra zone geografiche per questa tecnologia.

Il teleriscaldamento risulta importante per tutte le utenze che possono essere allacciate, arrivando a coprire fino al 18% delle villette, fino al 64% dei condomini centralizzati e fino al 32% degli edifici del terziario centralizzati. Vi sono variazioni importanti per aree date dalla diversa disponibilità delle risorse (il calore di scarto da industria e dalla generazione elettrica è disponibile in funzione della locazione degli impianti) e

dalla diversa efficienza delle pompe di calore. Il teleriscaldamento è in generale basato su un mix diverso da quello attuale, come chiarito nel paragrafo successivo.

3.3 Teleriscaldamento

La risoluzione del modello suggerisce una penetrazione del teleriscaldamento da circa il 4% attuale fino a circa il 18% della domanda complessiva di riscaldamento nel settore civile a livello regionale. La formulazione del modello fa sì che tale penetrazione sia ponderata, fra le altre cose, sulla disponibilità di calore nelle varie zone e sul costo della potenziale connessione tra domanda e offerta, includendo quindi il costo del trasporto e della distribuzione. Il teleriscaldamento che si configura come risultato del modello è tuttavia differente dal teleriscaldamento attuale, soprattutto nella capacità addizionale. La composizione del mix di generazione del calore è mostrata in Figura 17, con variazioni anche importanti tra aree geografiche, sebbene in termini assoluti il teleriscaldamento sia di fatto molto concentrato nell'area milanese (circa il 62%). Circa il 45% è calore di scarto ad alta temperatura da processi industriali e impianti termoelettrici non dedicati. Circa il 22% è generato da pompe di calore ad alta temperatura di grande taglia. Una quota minore, del 14%, è calore recuperato da processi industriali a bassa temperatura, con un innalzamento di temperatura sempre per mezzo di pompe di calore. La cogenerazione dedicata a gas copre il 16%, con una variabilità importante in funzione dei vincoli emissivi e del costo delle commodity (il ricorso al gas si riduce con vincoli emissivi più stringenti, in favore delle pompe di calore). Infine, il 3% è calore generato dalla combustione di biomassa in impianti di cogenerazione dedicati, prettamente in zone marginali.

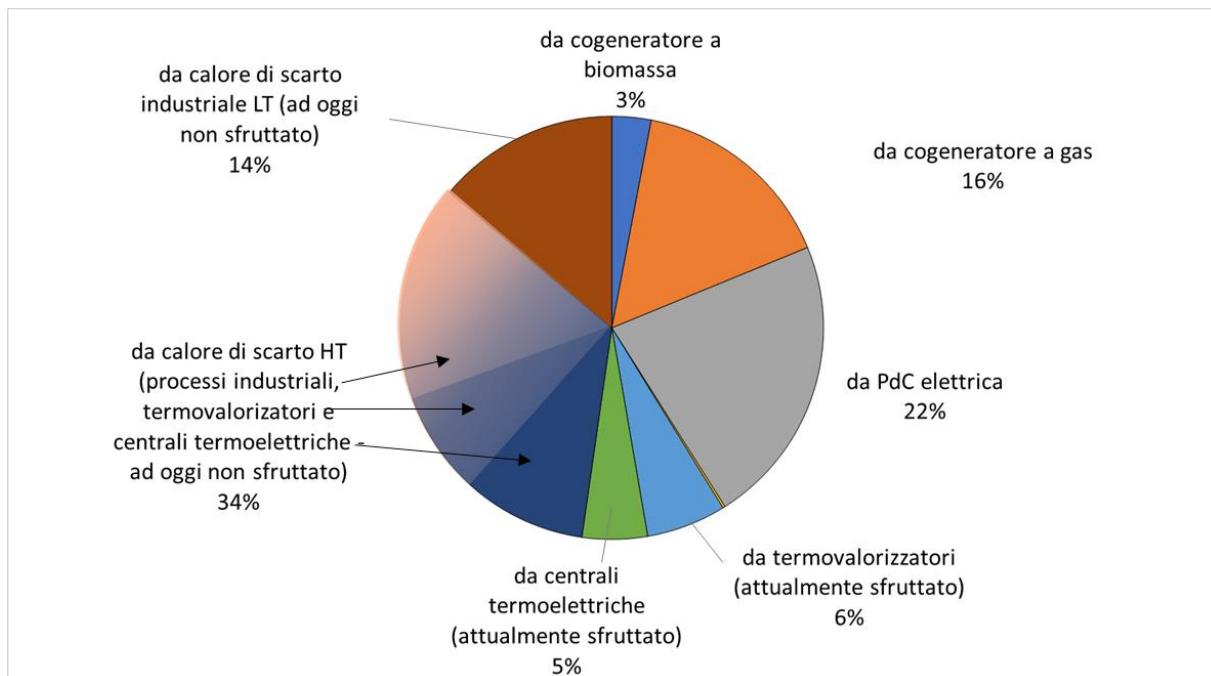


Figura 17 - Composizione del mix tecnologico nel teleriscaldamento, risultante dalla risoluzione del modello al 2030 in uno scenario di riduzione coerente con il Fit-for-55, pari a -43.8% (43.5 Mt).

3.4 Settore trasporti

Il settore dei trasporti, distinto in mobilità leggera, di persone e di merci, e altra mobilità (ad esclusione dell'aviazione), è mostrato nei grafici che seguono. In particolare, in Figura 18 sono mostrati i consumi del settore, distinti per tipo di mobilità, al variare del limite imposto alle emissioni. Complessivamente si ha una riduzione dei combustibili tradizionali in favore di GPL, metano ed elettrico. La maggiore efficienza del nuovo immatricolato, soprattutto ad opera dell'elettrificazione di parte della flotta, fa sì che vi sia una generale riduzione dei consumi (circa 12%). Per la mobilità leggera, di merci e persone, l'elettrificazione della flotta è la prima opzione, perchè permette una maggiore efficienza e abilita una sempre maggiore penetrazione di rinnovabili nel settore. La direzione è compatibile con i target di decarbonizzazione completa, oltre il 2030.

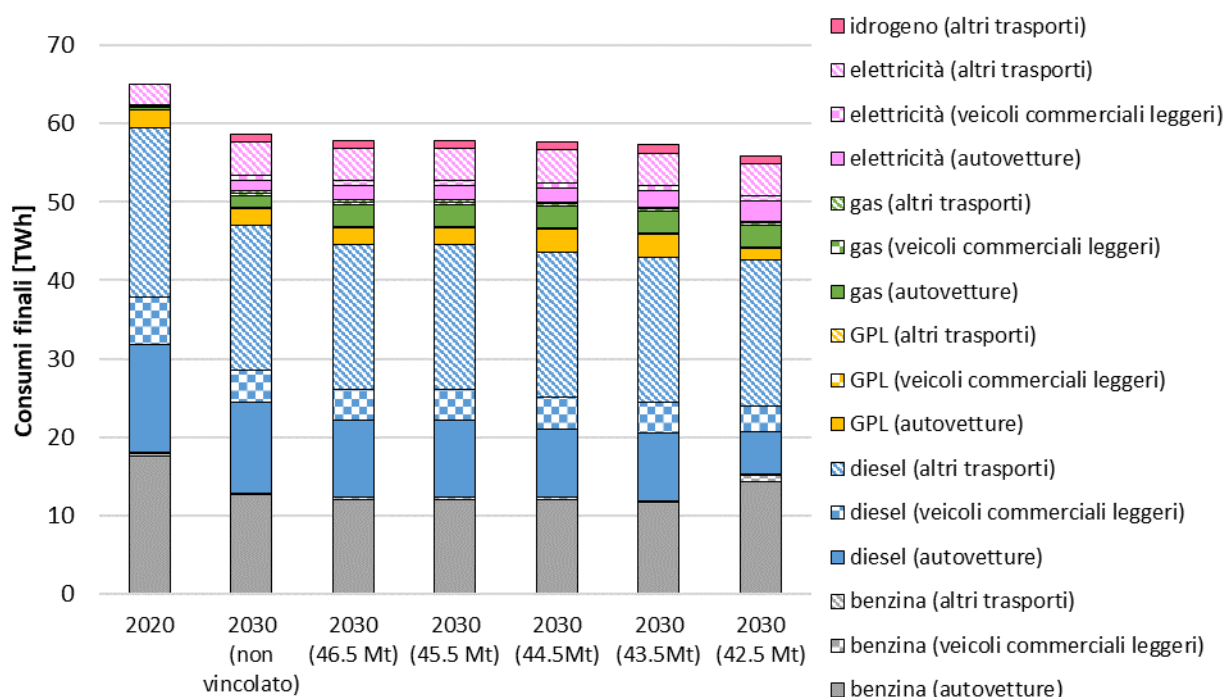


Figura 18 - Composizione del mix tecnologico nel settore trasporti, attuale (2020) e risultante dalla risoluzione del modello al 2030 in diversi scenari di riduzione, da -35.5% (senza vincoli emissivi) a -45.1% (42.5 Mt).

In Figura 19 è mostrato il dettaglio per le autovetture e per area geografica, con target emissivo di 43.5 Mt. La variazione fra le aree è minima, nell'ordine di dieci punti percentuali. I veicoli elettrici coprono al 2030 circa il 20% del parco auto in tutte le aree geografiche. La penetrazione delle auto elettriche, così come per i furgoni, è più marcata a partire dal 2026, quando la curva di apprendimento porta alla parità circa tra i costi di investimento del veicolo elettrico e del veicolo tradizionale. Tale ingresso è via via anticipato nel tempo negli scenari che vedono i limiti alle emissioni via via più stringenti. In generale, il limite superiore imposto

alla penetrazione della tecnologia elettrica è effettivamente vincolante per la scelta del risolutore, nonostante arrivi ad essere pari al 100% del nuovo immatricolato al 2030. Si assiste inoltre a un aumento della mobilità a metano, leggermente meno emissiva e più efficiente della mobilità tradizionale, soprattutto in combinazione con la presenza di biometano nella rete gas.

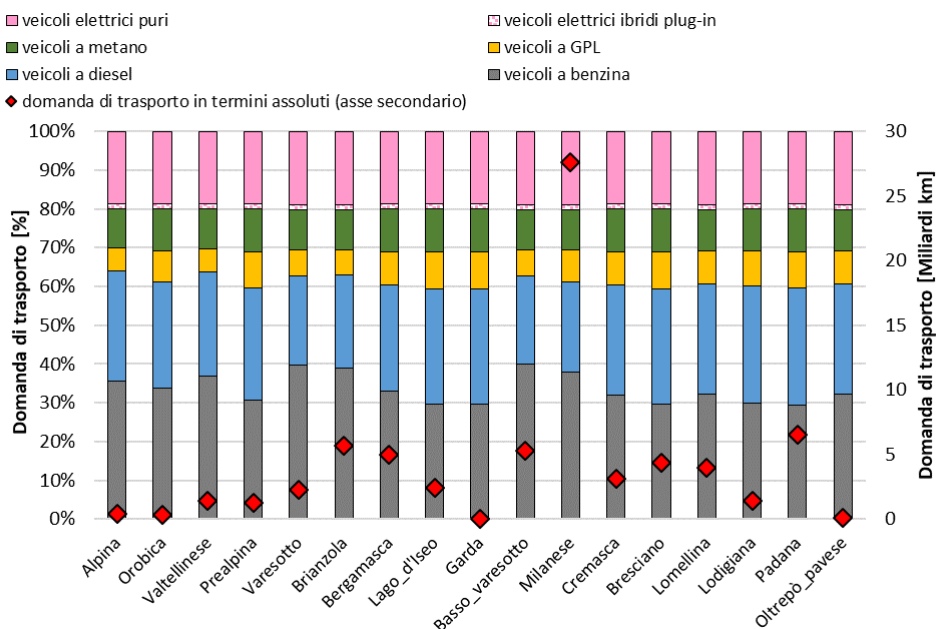


Figura 19 - Composizione del mix tecnologico nel settore trasporti, risultante dalla risoluzione del modello al 2030 in uno scenario di riduzione coerente con il Fit-for-55, pari a -43.8% (43.5 Mt) – dettaglio per area geografica.

Il resto della mobilità, come anticipato nei capitoli precedenti, è inserito deterministicamente nel modello, a partire da analisi e lavori esterni.

3.5 Industria (non ETS)

L'industria, come descritto nel Capitolo 2.2.6, ha nel modello un dettaglio complessivo regionale e vede aggregati i sottosettori nei consumi dei vari vettori energetici. Il dettaglio per settore merceologico è tuttavia considerato nella quantificazione ponderata dei potenziali di sfruttamento delle opzioni di decarbonizzazione. Nel grafico di Figura 20 è possibile distinguere l'effetto delle diverse opzioni di decarbonizzazione sui consumi. La riduzione è pari al 35% per il gas naturale e appena accennata per l'elettrico, pari a 1%. Vi sono infatti azioni di efficientamento che portano a una riduzione per entrambi i vettori, ma si assiste anche all'elettificazione di una parte della domanda termica, spostando quindi i consumi dal gas all'elettrico.

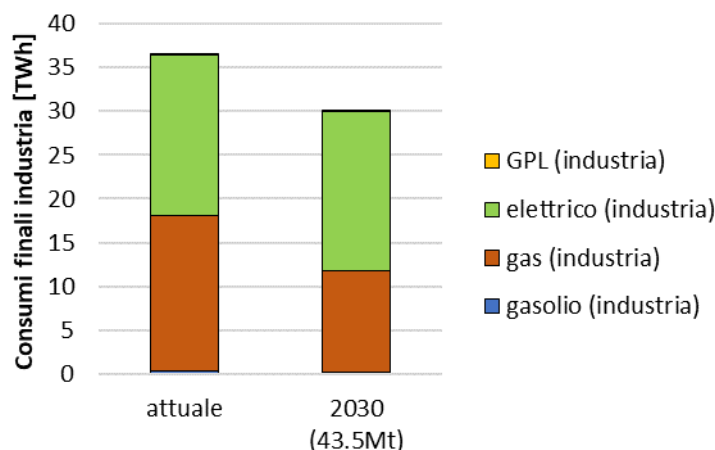


Figura 20 – Consumi nell'industria non ETS, valori attuali (2020) e risultanti dalla risoluzione del modello al 2030 in uno scenario di riduzione coerente con il Fit-for-55, pari a -43.8% (43.5 Mt).

Fra le opzioni di decarbonizzazione vengono in particolare presi in considerazione: (i) il fotovoltaico dedicato al settore, per un totale di 1.6 TWh, ovvero circa il 9% della domanda elettrica; (ii) l'efficientamento dei processi, con riflesso sia sui consumi di combustibili, sia sull'elettricità, per circa il 10% di entrambe le domande; le pompe di calore per i processi e per il riscaldamento degli ambienti, per un totale di 2.3 TWh, circa 16% della domanda termica. In tutti gli scenari considerati, la risoluzione del problema di ottimizzazione porta a sfruttare tutto il potenziale disponibile per tutte le opzioni elencate. Tale risultato si configura per qualsiasi scenario analizzato, anche in assenza di vincoli emissivi, indicando quindi una convenienza economica a prescindere.

Va notato che non viene invece mai presa in considerazione la produzione di idrogeno elettrolitico per l'uso in miscela con il gas naturale. Le perdite di conversione nell'elettrolisi, unite al fattore di emissione della generazione elettrica considerato per l'anno 2030, fanno sì che l'idrogeno non sia conveniente dal punto di vista economico e ambientale nell'orizzonte temporale considerato. Questo risultato non va generalizzato e va anzi sottolineato che l'idrogeno svolgerà verosimilmente un ruolo chiave nel periodo immediatamente consecutivo, nella fase cioè di decarbonizzazione completa.

3.6 Risorse rinnovabili

Sul lato rinnovabili, sono tre le fonti principali a coprire la quota addizionale al 2030 rispetto ad oggi: il fotovoltaico, il biometano e la biomassa solida. In particolare, le analisi modellistiche indicano il fotovoltaico come fonte rinnovabile di grande rilevanza per la decarbonizzazione di tutti i settori. Questo risultato è guidato, oltre che da condizioni economiche favorevoli, da una grande domanda elettrica, resa sempre più consistente dall'elettrificazione dei servizi di riscaldamento e mobilità leggera. Il potenziale di fotovoltaico è saturato ovunque e in qualsiasi scenario di riduzione o di prezzo delle commodity. La Figura 21 mostra la composizione di tale potenziale.

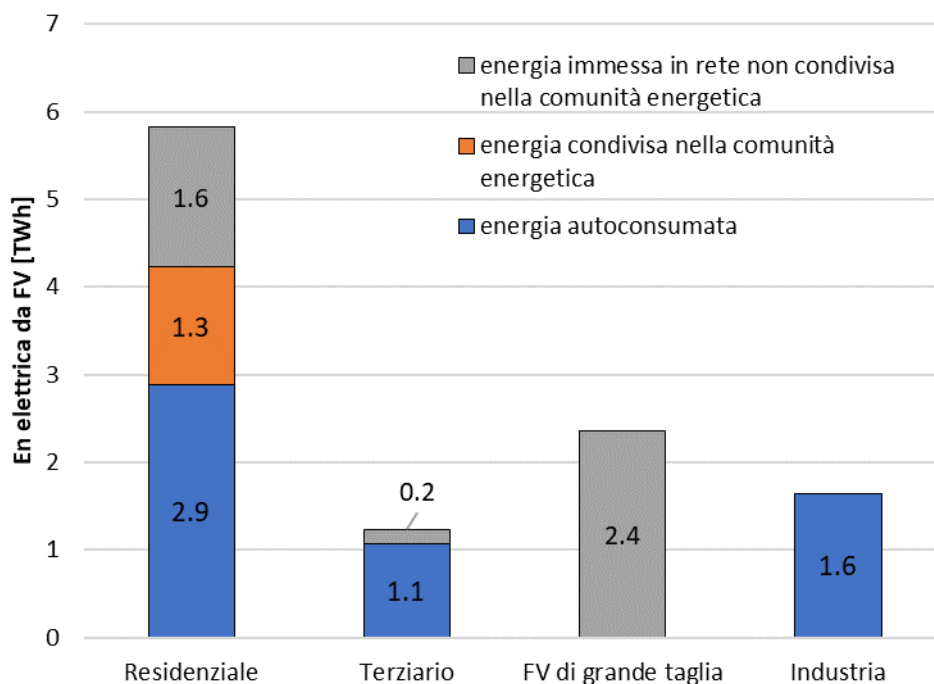


Figura 21 – Distribuzione fra settori del potenziale di fotovoltaico preso in considerazione dal modello al 2030, risultante dalla risoluzione del modello al 2030 in uno scenario di riduzione coerente con il Fit-for-55, pari a -43.8% (43.5 Mt).

Il potenziale maggiore è relativo alle superfici coperte degli edifici residenziali, con 5.8 TWh, energia per metà autoconsumata e per un 22% condivisa all'interno di comunità energetiche. Sulle superfici coperte del settore terziario si hanno complessivamente 1.3 TWh, di cui un 85% è autoconsumato. Per l'industria non ETS, il potenziale è di circa 1.6 TWh, tutti in autoconsumo. Il fotovoltaico di grande taglia, infine, ammonta a 2.4 TWh, venduti sul mercato.

La produzione di biogas per il successivo upgrade in biometano è identificata dal modello come la seconda fonte per importanza per la decarbonizzazione del sistema energetico lombardo. Tale risultato è guidato in particolare dalla difficile o comunque lenta sostituzione dell'utilizzo del gas in diversi settori (in particolare industria e civile), accompagnato da condizioni economiche favorevoli in caso di prezzi alti del gas naturale. L'importanza della produzione di biometano rimarrà senz'altro centrale anche oltre l'orizzonte del 2030 per i settori hard-to-abate, quali buona parte dell'industria e del trasporto pesante. Si sottolinea quindi in quest'ottica che l'analisi modellistica suggerisce che il potenziale di produzione di biogas sia dedicato esclusivamente o il più possibile all'immissione in rete di biometano anziché alla produzione di elettricità.