Allegato 03

ELABORAZIONE SCENARI DINAMICI-INTEGRATI-OTTIMIZZATI

verso un Trentino energeticamente autonomo
e a 0 emissioni carboniche

PROVINCIA AUTONOMA
DI TRENTO

FONDAZIONE
BRUNO KESSLER
FUTURE BUILT
ON KNOWLEDGE

PROVINCIA
AUTONOMA DI TRENTO

Piano Energetico Ambientale Provinciale

PEAP 2021-2030

Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati

.. verso un Trentino energeticamente autonomo
e a 0 emissioni carboniche ..

FONDAZIONE BRUNO KESSLER
FUTURE BUILT ON KNOWLEDGE

Giugno 2020

Responsabile della ricerca:

Luigi Crema <crema@fbk.eu>

Autori:

Diego Viesi <viesi@fbk.eu>

Nicola Destro <ndestro@fbk.eu>

Gruppo di lavoro:

Indice

Executive Summary **4**

Metodologia applicata allo sviluppo degli Scenari **7**

1 Introduzione: il contesto europeo e italiano **8**

1.1 Le politiche dell'Unione Europea per l'energia e il clima 8

1.1.1 Pacchetto per il clima e l'energia 2020 8

1.1.2 Quadro per il clima e l'energia 2030 8

1.1.3 Strategia a lungo termine per il 2050 9

1.2 Il sistema energetico italiano e la pianificazione nazionale al 2030 9

1.2.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra 10

1.2.2 Energia rinnovabile 11

1.2.2.1 Settore elettrico 11

1.2.2.2 Settore termico 11

1.2.2.3 Settore trasporti 12

1.2.3 Efficienza energetica 13

2 Il sistema energetico trentino e la Baseline PAT 2016 **15**

2.1 Quadro generale: energy flow chart PAT 2016 15

2.2 Analisi settoriale: bilancio elettrico PAT 2016 17

2.3 Analisi settoriale: fabbisogno di calore PAT 2016 18

2.4 Analisi settoriale: consumi trasporti PAT 2016 19

2.5 I punti di forza e di debolezza del sistema energetico trentino 20

3 La metodologia di elaborazione degli scenari: il modello dinamico-integrato-ottimizzato EnergyPLAN+MOEA **22**

3.1 Il modello dinamico-integrato EnergyPLAN e i dati di input 22

3.2 Elaborazione degli scenari tramite lo strumento EnergyPLAN+MOEA: obiettivi, trend e ottimizzazione a multi-obiettivo 25

4 Risultati degli scenari: analisi tecnica, ambientale ed economica **31**

4.1 Soluzioni ottimizzate: EnergyPLAN+MOEA 31

4.2 Scenari PEAP: tecnologie per il fabbisogno di calore 33

4.3 Scenari PEAP: tecnologie per i trasporti 34

4.4 Scenari PEAP: tecnologie del sistema elettrico 36

4.5 Scenari PEAP: consumi energetici, FER ed emissioni di CO_2 40

4.6 Scenari PEAP: analisi economica 41
5 Conclusioni 44
6 Appendici 45
6.1 Caratteristiche tecniche, economiche e ambientali delle tecnologie e dei vettori energetici 45
6.1.1 Mix produzione elettrica rete nazionale 45
6.1.2 Efficienza 45
6.1.3 CAPEX 46
6.1.4 OPEX 47
6.1.5 Vita utile 48
6.1.6 Costi vettori energetici 49
6.1.7 Emissioni di CO_2 49
6.2 Profili orari 50
6.2.1 Consumi elettrici “puri” 50
6.2.2 Produzione idroelettrica 50
6.2.3 Produzione fotovoltaica 51
6.2.4 Riscaldamento individuale 51
6.2.5 Teleriscaldamento 52
6.2.6 Solare termico 52
6.2.7 Consumi trasporti 53
6.2.8 Mercato elettrico 54
6.3 EnergyPLAN+MOEA: variabili decisionali e loro limiti 55
6.4 EnergyPLAN+MOEA: risultati 56
6.4.1 Confronto tecnologico 2030 e 2050 56
7 Bibliografia 57

1. Executive Summary

Fin dalla sottoscrizione del Protocollo di Kyoto (1997), l'Unione Europea (UE) e gli Stati membri che la compongono si sono impegnati in un percorso finalizzato alla lotta ai cambiamenti climatici attraverso l'adozione di politiche e misure comunitarie e nazionali di decarbonizzazione dell'economia. Questo percorso è stato confermato durante la XXI Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro per la lotta contro i cambiamenti climatici, svoltasi a Parigi nel 2015, che con decisione 1/CP21 ha adottato l'Accordo di Parigi. L'Accordo di Parigi stabilisce la necessità del contenimento dell'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2°C e il perseguimento degli sforzi di limitare l'aumento a 1.5°C, rispetto ai livelli preindustriali. Coerentemente con gli accordi di Kyoto e Parigi, l'UE ha fissato propri obiettivi per ridurre progressivamente le emissioni di gas a effetto serra fino al 2050: -20% al 2020, -40% al 2030, tra -80 e -100% al 2050, rispetto ai livelli del 1990.

Obiettivo di questo studio è l'elaborazione di scenari energetici per la Provincia Autonoma di Trento (PAT), allineati agli obiettivi di decarbonizzazione dell'UE, e con un ampio orizzonte temporale, non finalizzato al limite del PEAP al 2030, ma esteso al 2050, necessario a traguardare gli investimenti del prossimo decennio con un'ottica di coerenza rispetto all'intensa decarbonizzazione necessaria al 2050.

Innanzitutto, l'elaborazione di scenari energetici richiede una serie di dati di partenza consolidati e aggiornati rappresentanti la situazione iniziale presa in considerazione e caratterizzante l'assetto energetico della PAT. Questo richiede l'analisi dei flussi, dalla fornitura dei vettori energetici alla loro conversione in energia utile (elettricità, calore, trasporto), fino all'utilizzo finale dell'energia prodotta nei diversi settori della società. Grazie ad un apposito studio coordinato da UNITN, sono stati raccolti dati annuali da varie fonti nazionali e provinciali (es: Terna, GSE, MISE, APRIE, Dolomiti Energia...), fornendo un quadro completo per il triennio 2014-2016. Questo studio ha quindi preso avvio dalla costruzione della "Baseline PAT 2016", rappresentante la "fotografia" più aggiornata del sistema energetico trentino.

Al 2016 la fornitura dei vettori energetici è pari a 19087 GWh. Le risorse importate rappresentano la parte dominante, con il gas (gas naturale e Gas di Petrolio Liquefatti - GPL) rappresentante una quota pari al 34.9%, seguito dai prodotti petroliferi (gasolio e benzina) al 30.3% e dall'import elettrico da rete nazionale al 0.1%; le risorse locali sono attualmente minoritarie ma comunque rilevanti, spiccano in particolare la risorsa idrica (22.6%) e le biomasse (9.4%), mentre decisamente inferiore è l'utilizzo di energia solare (1.7%) e calore ambiente (1.0%); le fonti energetiche rinnovabili (FER, tra cui idrico, biomassa, solare, calore ambiente e quota rinnovabile dell'import elettrico) rappresentano il 34.8% della fornitura di vettori energetici. L'utilizzo finale dell'energia, al netto delle perdite di generazione e trasporto e dell'export elettrico, è pari a 15435 GWh, di cui il 47% per domanda termica, il 33% per trasporto e il 20% per elettrico "puro".

Elemento caratterizzante il sistema energetico trentino è l'abbondante produzione elettrica (5489 GWh) che supera del 65% i consumi elettrici (3322 GWh). Inoltre, l'83% della produzione elettrica viene fornita da fonti rinnovabili (di cui idroelettrico normalizzato per una quota pari a 4321 GWh). I consumi elettrici sono suddivisi in consumi elettrici "puri" per il 94% (3121 GWh), consumi elettrici per trasporti 3.4% (114 GWh) e consumi elettrici per termico 2.6% (87 GWh). L'83% dei consumi elettrici è fornito da fonti rinnovabili.

Il fabbisogno di calore (7240 GWh) rappresenta al 2016 la fetta maggiore della domanda energetica trentina. La gran parte di questo fabbisogno è soddisfatto da impianti individuali (97%) mentre il teleriscaldamento è limitato al 3% del fabbisogno. Negli ultimi anni la vasta metanizzazione del territorio trentino ha contribuito all'affermarsi del gas naturale come vettore energetico: al 2016 il 64% del fabbisogno

di calore è soddisfatto da questo vettore. Il restante fabbisogno è coperto dalle biomasse (18%), dal gasolio (10%), dalle pompe di calore (4%), dal solare termico (2%) e dal GPL (2%). Le fonti rinnovabili sono limitate al 24% dei fabbisogni.

Il settore sicuramente più critico dal punto di vista delle fonti rinnovabili è il settore dei trasporti. Solamente il 2% dei consumi totali, pari a 5073 GWh, è attribuibile a mobilità elettrica con elevata quota da fonti rinnovabili. Il restante 98% dei consumi è dato dai veicoli a diesel (75%), a benzina (20%), a GPL (2%) e a gas naturale (1%).

L'analisi dei flussi energetici nella PAT ha permesso di mettere in luce e quantificare i punti di forza e i punti di debolezza del sistema energetico trentino al 2016. Il principale punto di forza è senza dubbio l'abbondante produzione idroelettrica che genera un surplus di fonti rinnovabili rispetto alla domanda. In questo contesto, una profonda decarbonizzazione del sistema energetico trentino non può che passare da soluzioni di elettrificazione, il cosiddetto "sector coupling" che permetta di usufruire dell'elettricità "verde" trentina anche nei settori termico (pompe di calore) e dei trasporti (mobilità elettrica a batteria e/o a pila a combustibile), anche avvalendosi di una quota di produzione di vettori energetici quali l'idrogeno. L'analisi degli scenari dovrà quindi avvalersi di un modello che integri il settore elettrico con quello termico e con quello dei trasporti. Inoltre, la variabilità stagionale e giornaliera delle fonti rinnovabili, sempre più protagoniste nella transizione energetica, non dovrà essere trascurata, pena l'eccessiva approssimazione nel matching produzione/consumi.

Sulla base di queste richieste, volte allo sviluppo di "Smart Energy Systems", gli autori di questo studio si sono avvalsi della collaborazione con l'Università di Aalborg (Danimarca), sviluppatore del tool EnergyPLAN. Questo tool è utilizzato da numerosi ricercatori, consulenti e responsabili politici di tutto il mondo. Dal punto di vista energetico il tool EnergyPLAN si basa su un equilibrio orario tra domanda e offerta, fornendo non solo informazioni sul bilancio energetico (fonti primarie, uso di energie rinnovabili ...) ma anche sull'economia (costi di investimento, costi operativi, costi per i vettori energetici) e l'ambiente (emissioni di CO_2). EnergyPLAN mette a disposizione numerosi vettori energetici e numerose soluzioni tecnologiche, tra queste sono state prese in considerazione opzioni ad oggi ben conosciute e di interesse per il contesto territoriale trentino. Particolare attenzione è stata rivolta all'efficienza energetica e alle fonti rinnovabili.

Definita la Baseline 2016 e l'adeguato tool di analisi, l'elaborazione degli scenari di decarbonizzazione ha considerato alcuni altri elementi di valutazione. Innanzitutto, la definizione degli obiettivi da raggiungere in specifici target temporali; questo studio delinea due prospettive: allineamento agli obiettivi UE negli scenari denominati "Low Carbon, LC" (emissioni CO_2 -40% al 2030 e -80% al 2050), superamento degli obiettivi UE negli scenari denominati "Low Carbon plus, LC+" (emissioni CO_2 -50% al 2030 e -90% al 2050). Segue poi la consultazione di svariate fonti bibliografiche, che hanno permesso a questo studio di considerare numerosi trend temporali valutati nel periodo 2016-2050: l'evoluzione della domanda energetica locale nei settori elettrico, termico e dei trasporti, il potenziale di efficientamento energetico, il potenziale delle tecnologie rinnovabili, il potenziale di sector coupling e l'utilizzo di storage (termico, elettrico e a idrogeno). Ad arricchire l'analisi modellistica, l'ultimo elemento di valutazione, che rende questo studio particolarmente innovativo, è la ricerca di soluzioni ottimizzate sia dal punto di vista delle emissioni che dal punto di vista dei costi, mediante l'integrazione del tool EnergyPLAN con algoritmi evolutivi a multi-obiettivo (Multi-Objective Evolutionary Algorithms - MOEA). L'innovativa combinazione di EnergyPLAN con MOEA, sviluppata in Trentino dai ricercatori di FBK in collaborazione con l'Università di Aalborg, permette di fornire risposta al quesito su quale sia il mix tecnologico migliore per raggiungere gli obiettivi di CO_2 al minor costo.

La presentazione dei risultati relativi agli scenari di decarbonizzazione per la PAT è suddivisa in una prima parte che descrive le "indicazioni ottimizzate" emerse dall'applicazione del tool EnergyPLAN+MOEA. Per ogni target temporale sono state sviluppate 100 generazioni per raggiungere la convergenza del risultato, sono state valutate 15000 diverse combinazioni tecnologiche e individuate 150 soluzioni non-dominate, ossia gli scenari ottimizzati, che costituiscono il fronte di Pareto. Ogni punto sul fronte di Pareto rappresenta uno "scenario ottimizzato" che permette di raggiungere un obiettivo di riduzione di un certo quantitativo di emissioni di CO_2 al minor costo possibile tra tutte le combinazioni possibili relative alle varie tecnologie considerate. Nella seconda parte è invece descritta l'analisi socio-politica delle "indicazioni ottimizzate" e, in ambiente EnergyPLAN, la modifica degli "scenari ottimizzati" con una stima dell'impatto di altri fattori socio-politici. In questa sezione viene alterato il risultato dello scenario ottimale identificato dallo strumento EnergyPLAN+MOEA con l'obiettivo di rendere compatibile il risultato con le principali prospettive tecnologiche e con una serie di elementi tra cui la scelta del consumatore, già esistenti vincoli legislativi e opportunità di incentivazione, per progettare realistici "scenari low carbon" (LC, LC+) il più possibile vicini al fronte di Pareto, ma in linea con i vincoli considerati. Questi ultimi sono confrontati con gli scenari di Reference (REF) per valutare la differenza tra una traiettoria che "congela" il mix tecnologico della Baseline 2016 con due traiettorie che evolvono il mix tecnologico per raggiugere (o superare) gli obiettivi UE di decarbonizzazione. I risultati vengono comparati secondo i seguenti parametri: tecnologie per il fabbisogno di calore, tecnologie per i trasporti, tecnologie del sistema elettrico, consumi energetici, FER, emissioni di CO2, costi.

Negli scenari di decarbonizzazione per il caso studio della PAT, la metodologia proposta ha definito come il miglioramento dell'efficienza energetica, l'aumento nell'integrazione delle FER e l'applicazione del sector coupling (pompe di calore, veicoli elettrici) possono contribuire a una significativa riduzione delle emissioni di CO_2. Nonostante i lievi aumenti del costo totale annuo (fino al 14% in LC+ 2050 rispetto alla Baseline 2016), la ripartizione dei costi evidenzia un fatto significativo: il futuro sistema energetico PAT può abbandonare i vettori energetici stranieri (petrolio, gas) mantenendo le spese nel territorio locale, per vettori energetici locali, costi operativi e costi di investimento. Tutto ciò porta notevoli vantaggi per l'economia e la forza lavoro locali. Nel costo totale annuo, gli scenari LC/LC+ riducono la quota dedicata all'importazione di vettori energetici dal 28% della "Baseline 2016" al 22/18% nel 2030 e al 6/4% nel 2050.

I risultati di questo studio abilitano l'identificazione di politiche "su misura" per il territorio trentino, che potrebbero indirizzare una profonda decarbonizzazione, in maniera moderata (LC) o rapida (LC+), verso percorsi ottimizzati, dal punto di vista tecnico, economico e sociale.

2. Metodologia applicata allo sviluppo degli Scenari

La metodologia utilizzata per lo sviluppo degli scenari segue uno schema già consolidato nel settore specifico. I dettagli relativi a tutti i passaggi sono descritti in forma estesa e con dovizia di particolari nel paragrafo 1 del presente report. Qui di seguito si vogliono riassumere i passaggi concettuali principali che compongono la serie di elaborazioni eseguite:

3. Viene costruito lo scenario di base che costituisce il riferimento iniziale (Baseline PAT 2016, paragrafo 2);
4. Vengono caratterizzati gli input richiesti dallo strumento EnergyPLAN per l'elaborazione della Baseline PAT 2016 e degli scenari futuri. Questi sono rappresentati da una lista di 10 parametri (paragrafo 3.1);
5. Per i dati di input vengono considerati elementi di trend di evoluzione tecnica (prestazioni), economica (costi) e ambientale (impatti), in tre step temporali: 2016, 2030, 2050 (paragrafo 6.1);
6. Vengono definiti gli obiettivi da raggiungere negli scenari futuri: in questo passaggio si identificano quindi due traiettorie, LC (moderata) e LC+ (rapida), che includono obiettivi specifici di decarbonizzazione raggiunti al 2030 e 2050 (paragrafo 3.2);
7. Vengono definiti i trend di sviluppo della domanda energetica locale (paragrafo 3.2);
8. Vengono definite le variabili decisionali e lori limiti per l'analisi dello strumento EnergyPLAN+MOEA (paragrafo 6.3);
9. Viene utilizzato lo strumento EnergyPLAN+MOEA per identificare gli scenari ottimizzati (paragrafo4.1);
10. Tra la serie di risultati, viene identificato lo scenario che si trova sul fronte di Pareto e che permette il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni carboniche al minor costo (paragrafo4.1);
11. Sullo scenario identificato viene applicato un post-processing sui dati per allineare i risultati con una serie di elementi tra cui:
    a. Scelta del consumatore: questo elemento prende in considerazione elementi di favore legati a scelte specifiche dell'utenza nel territorio della PAT;
    b. Vincoli legislativi: prendono in considerazione dei vincoli sull'uso di determinate tecnologie in sostituzione di altre, ad esempio politiche che limitano obbligatoriamente l'uso di tecnologie basate su combustibili fossili o che spingono al raggiungimento di obiettivi obbligatori sull'uso di fonti rinnovabili;
    c. Opportunità di incentivazione: azioni di stimolo della domanda di alcune tecnologie e disincentivo verso altre, ad esempio considerate non in linea con gli obiettivi ambientali;
    d. Prospettive tecnologiche: trend che forniscono una guida di supporto all'identificazione di valori congrui per gli scenari LC e LC+ al 2030 e 2050.

    Maggiori dettagli sono presenti al paragrafo 4.1.
12. Vengono presentati gli scenari finali LC e LC+ al 2030 e al 2050 per il fabbisogno di calore, per il settore trasporti, per il settore elettrico, con le caratteristiche tecnologiche, energetiche, ambientali ed economiche (paragrafi da 4.2 a 4.6).

1 Introduzione: il contesto europeo e italiano

1.1 Le politiche dell'Unione Europea per l'energia e il clima

Fin dalla sottoscrizione del Protocollo di Kyoto (1997), l'Unione Europea (UE) e i suoi Stati membri si sono impegnati in un percorso finalizzato alla lotta ai cambiamenti climatici attraverso l'adozione di politiche e misure comunitarie e nazionali di decarbonizzazione dell'economia.

Questo percorso è stato confermato durante la XXI Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro per la lotta contro i cambiamenti climatici, svoltasi a Parigi nel 2015, che con decisione 1/CP21 ha adottato l'Accordo di Parigi. L'Accordo di Parigi stabilisce la necessità del contenimento dell'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2°C e il perseguimento degli sforzi di limitare l'aumento a 1.5°C, rispetto ai livelli preindustriali. L'Italia ha firmato l'accordo il 22 aprile 2016 e lo ha ratificato l'11 novembre 2016.

Coerentemente con gli accordi di Kyoto e Parigi, l'UE ha fissato propri obiettivi per ridurre progressivamente le emissioni di gas a effetto serra fino al 2050. Attualmente gli obiettivi fondamentali in materia di clima e di energia sono stabiliti nei seguenti documenti:

- pacchetto per il clima e l'energia 2020;
- quadro per il clima e l'energia 2030;
- strategia a lungo termine per il 2050.

Ogni Stato membro dell'UE è tenuto a contribuire al raggiungimento degli obiettivi complessivi con propri specifici piani nazionali validati dall'UE stessa. L'UE segue i progressi ottenuti grazie a una regolare attività di monitoraggio. Infine, prima di proporre nuove politiche, la Commissione ne valuta attentamente i potenziali impatti economici e sociali.

1.1.1 Pacchetto per il clima e l'energia 2020

Il pacchetto 2020 è una serie di norme vincolanti volte a garantire che l'UE raggiunga i suoi obiettivi in materia di clima ed energia entro il 2020.

Il pacchetto definisce tre obiettivi principali:

- taglio del 20% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990);
- 20% del fabbisogno energetico ricavato da fonti rinnovabili;
- miglioramento del 20% dell'efficienza energetica.

Gli obiettivi della strategia sono stati fissati dai leader dell'UE nel 2007 e sono stati recepiti nelle legislazioni nazionali nel 2009. Sono anche i principali obiettivi della strategia Europa 2020 per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva e l'UE ha intrapreso numerose iniziative in diversi settori per raggiungerli.

1.1.2 Quadro per il clima e l'energia 2030

Il quadro per il clima e l'energia 2030 fissa tre obiettivi principali da conseguire entro l'anno indicato:

- una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990);
- una quota almeno del 32% di energia rinnovabile;
- un miglioramento almeno del 32.5% dell'efficienza energetica.

Il quadro è stato adottato dai leader dell'UE nell'ottobre 2014 e si basa sul pacchetto per il clima e l'energia 2020. Inoltre, è coerente con la prospettiva a lungo termine delineata nella tabella di marcia per passare a un'economia competitiva a basse emissioni di carbonio entro il 2050, nella tabella di marcia per l'energia 2050 e con il Libro bianco sui trasporti.

1.1.3 Strategia a lungo termine per il 2050

Il 28 novembre 2018 la Commissione Europea ha presentato la sua visione strategica a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra entro il 2050.

La strategia, che valuta soluzioni comprese tra -80 e -100% di emissioni di gas a effetto serra, evidenzia come l'Europa possa avere un ruolo guida per conseguire un impatto climatico zero, investendo in soluzioni tecnologiche realistiche, coinvolgendo i cittadini e armonizzando gli interventi in settori fondamentali, quali la politica industriale, la finanza o la ricerca, garantendo allo stesso tempo equità sociale per una transizione giusta.

Facendo seguito agli inviti formulati dal Parlamento Europeo e dal Consiglio Europeo, la visione della Commissione per un futuro a impatto climatico zero interessa quasi tutte le politiche dell'UE ed è in linea con l'obiettivo dell'accordo di Parigi di mantenere l'aumento della temperatura mondiale ben al di sotto i 2°C e di proseguire gli sforzi per mantenere tale valore a 1.5°C.

1.2 Il sistema energetico italiano e la pianificazione nazionale al 2030

Nel 2017 i Consumi Finali Lordi complessivi di energia in Italia si sono attestati intorno a 120 Mtep e quelli di energia da FER intorno a 22 Mtep: la quota dei consumi coperta da FER si attesta dunque sul 18.3%, valore superiore al target assegnato all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020.

Per quanto riguarda il settore elettrico, nel 2017 il 35% circa della produzione lorda nazionale proviene da FER; la fonte rinnovabile che nel 2017 ha fornito il contributo più importante alla produzione elettrica effettiva è quella idraulica (35% della produzione elettrica complessiva da FER), seguita dalla fonte solare (23%), dalle bioenergie (19%), dalla fonte eolica (17%) e da quella geotermica (6%).

Nel settore termico proviene da fonti rinnovabili poco meno del 20% dei consumi energetici complessivi. In particolare, nel 2017 sono stati consumati circa 11.2 Mtep di energia da FER, di cui circa 10.3 Mtep in modo diretto (attraverso caldaie individuali, stufe, camini, pannelli solari, pompe di calore, impianti di sfruttamento del calore geotermico) e circa 0.9 Mtep sotto forma di consumi di calore derivato (ad esempio attraverso sistemi di teleriscaldamento alimentati da biomasse). La fonte rinnovabile più utilizzata nel 2017 per i consumi termici è la biomassa solida (circa 7.9 Mtep), utilizzata soprattutto nel settore domestico in forma di legna da ardere e pellet. Assumono grande rilievo anche le pompe di calore (2.65 Mtep), mentre sono ancora limitati i contributi dei bioliquidi, del biogas, della fonte geotermica e di quella solare.

Per quanto riguarda il settore trasporti nel 2017 sono stati immessi in consumo circa 1.2 mln t di biocarburanti (contenuto energetico pari a 1.06 Mtep), in larga parte costituiti da biodiesel.

La progressiva incidenza delle FER e la riduzione dell'intensità energetica hanno contribuito, negli ultimi anni, alla riduzione della dipendenza dalle fonti di approvvigionamento estere; la quota di fabbisogno energetico nazionale soddisfatta da importazioni nette rimane elevata (pari al 76.5%) ma più bassa di circa 6 punti percentuali rispetto al 2010.

Alla luce del contesto, in vista del 2030 e della roadmap al 2050, l'Italia sta compiendo uno sforzo per dotarsi di strumenti di pianificazione finalizzati all'identificazione di obiettivi, politiche e misure coerenti con il quadro europeo e funzionali a migliorare la sostenibilità ambientale, la sicurezza e l'accessibilità dei costi dell'energia.

Con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, il 10 novembre 2017 è stata adottata la nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN), che, come dichiarato dai Ministri che l'hanno approvata, costituiva non un punto di arrivo, ma un punto di partenza per la preparazione del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Nella Tabella 1 sono illustrati i principali obiettivi del PNIEC al 2030 su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra.

Tabella 1: Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030 (fonte: PNIEC).

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	21,6%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza Energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni Gas Serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	

1.2.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra

L'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al 2030 di almeno il 40% a livello europeo rispetto al 1990 è ripartito tra i settori ETS (industrie energetiche, settori industriali energivori e aviazione) e non ETS (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, agricoltura e rifiuti) che devono registrare rispettivamente un -43% e un -30% rispetto all'anno 2005.

Le emissioni di gas a effetto serra (GHG) da usi energetici rappresentano l'81% del totale nazionale pari, nel 2016, a circa 428 milioni di tonnellate di CO_2equivalente [Mt CO_2eq]. La restante quota di emissioni deriva da fonti non energetiche, essenzialmente connesse a processi industriali, gas fluorurati, agricoltura e rifiuti.

Mentre per i settori ETS l'obiettivo è a livello europeo, essendo il sistema applicato a tutti gli Stati Membri in maniera armonizzata e centralizzata, l'obiettivo di riduzione di gas a effetto serra relativo ai settori ricadenti nell'ambito di applicazione del Regolamento Effort Sharing viene suddiviso tra i vari Stati membri.

Il Regolamento (UE) 2018/842 relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030 come contributo all'azione per il clima per onorare gli impegni assunti a norma dell'Accordo di Parigi (Regolamento Effort Sharing, ESR) prevede un obiettivo di riduzione per l'Italia nei settori non ETS pari al -33% rispetto ai livelli del 2005.

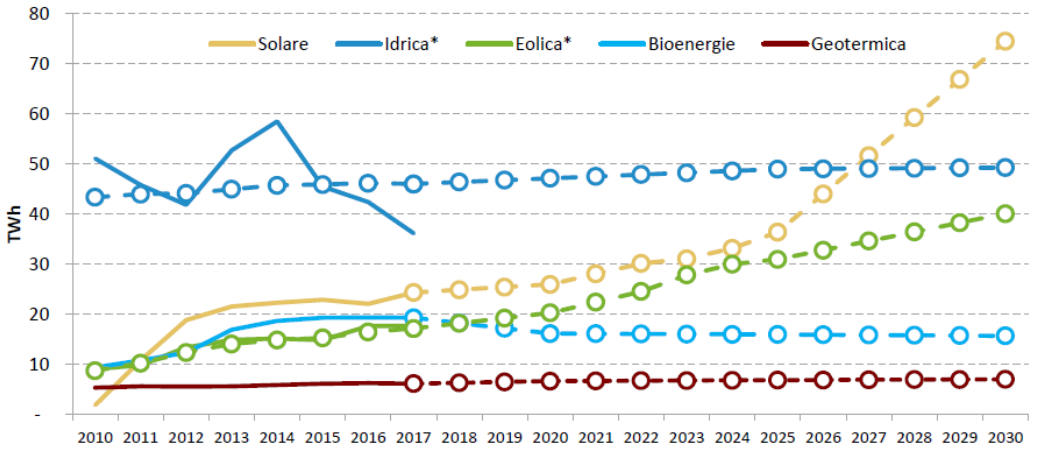
1.2.2 Energia rinnovabile

L'Italia intende perseguire un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, delineando un percorso di crescita sostenibile delle fonti rinnovabili con la loro piena integrazione nel sistema. Si prevede che il contributo delle rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali lordi totali al 2030 (30%) sia così differenziato tra i diversi settori:

- 55.4% di quota rinnovabili nel settore elettrico;
- 33.1% di quota rinnovabili nel settore termico;
- 21.6% di quota rinnovabili nel settore trasporti.

1.2.2.1 Settore elettrico

Secondo gli obiettivi del PNIEC, il parco di generazione elettrica subisce una importante trasformazione grazie all'obiettivo di phase-out della generazione da carbone già al 2025 e alla promozione dell'ampio ricorso a fonti energetiche rinnovabili. La forte penetrazione di tecnologie di produzione elettrica rinnovabile, principalmente fotovoltaico ed eolico, permette al settore di coprire il 55.4% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34.1% del 2017. Per quanto riguarda le altre fonti è considerata una crescita contenuta della potenza aggiuntiva geotermica e idroelettrica e una leggera flessione delle bioenergie, al netto dei bioliquidi per i quali è invece attesa una graduale fuoriuscita fino a fine incentivo.



* Per la produzione da fonte idrica ed eolica si riporta, per gli anni 2010 -2017, sia il dato effettivo (riga continua), sia il dato normalizzato, secondo le regole fissate dalla Direttiva 2009/28/CE. Per i bioliquidi (inclusi nelle bioenergie insieme alle biomasse solide e al biogas) si riporta solo il contributo dei bioliquidi sostenibili.

Figura 1: Traiettorie di crescita dell'energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 (fonte: PNIEC).

1.2.2.2 Settore termico

Il settore termico riveste un ruolo molto importante nel raggiungimento degli obiettivi rinnovabili; è infatti richiesto un cambiamento tecnologico deciso, verso soluzioni che favoriscano la penetrazione delle fonti rinnovabili (dal 20.1% del 2017 al 33.1% del 2030).

Lo sviluppo del settore delle FER termiche è condizionato dal problema ambientale connesso agli impatti emissivi degli impianti di riscaldamento esistenti a biomasse solide. Pertanto, l'installazione di nuovi impianti di riscaldamento a biomasse dovrà essere guidata in modo da favorire gli impianti ad alta qualità ambientale e ad alta efficienza, considerando anche la possibilità che siano introdotte limitazioni a installazioni ex-novo nelle aree caratterizzate da situazioni critiche sotto il profilo della qualità dell'aria. Al fine di stimolare il rinnovo dei vecchi impianti con tecnologie efficienti e a ridotte emissioni, nel breve termine, saranno introdotti requisiti prestazionali più stringenti per l'accesso agli incentivi dei generatori di calore a biomassa. Andrà inoltre favorita la sostituzione di vecchi impianti a biomasse con altri più efficienti e meno emissivi.

Le pompe di calore, considerato il loro alto rendimento, avranno un crescente peso nel mix termico rinnovabile, ulteriormente supportato dal progresso tecnologico del settore e da una produzione sempre più di massa con ulteriori benefici rispetto a costi comunque già competitivi.

Si ottiene un incremento della quota FER termiche anche grazie a una diffusa riqualificazione del parco edilizio esistente che porta a una significativa riduzione dei consumi.

Infine, il solare termico potrà rivestire un ruolo crescente in sistemi integrati di produzione di calore efficiente e rinnovabile, come ad esempio i sistemi ibridi e l'integrazione in impianti di teleriscaldamento.

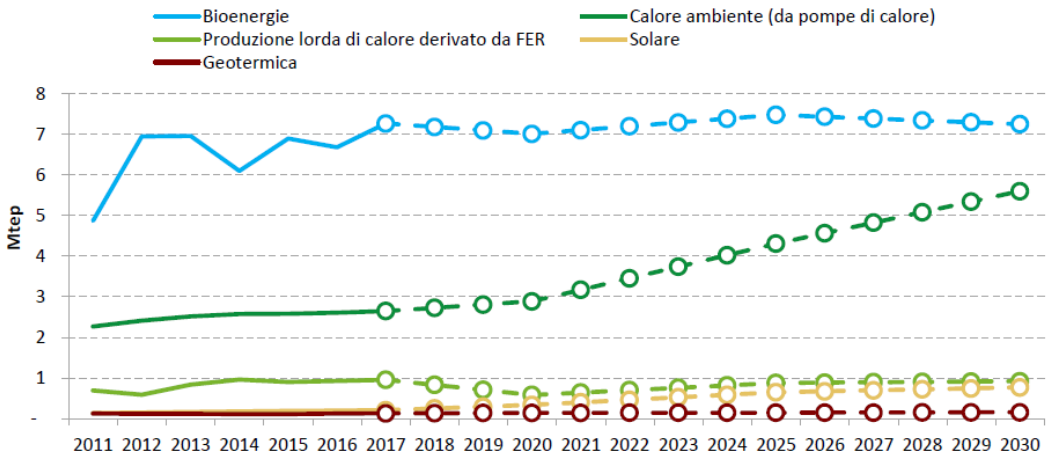


Figura 2: Traiettorie di crescita dell'energia da fonti rinnovabili al 2030 nel settore termico (fonte: PNIEC).

1.2.2.3 Settore trasporti

La Direttiva RED II prevede al 2030 un target specifico nel settore dei trasporti pari al 14% (obbligo per i fornitori di carburanti ed energia elettrica). Per contribuire allo sfidante target generale del 30% di consumi finali lordi totali soddisfatti dalle FER, si prevede che il settore dei trasporti superi il valore del 14%, aumentando l'obbligo in capo ai fornitori di carburanti ed energia elettrica ai trasporti fino ad arrivare a una quota rinnovabile del 21.6%.

In un'ottica di ottimizzazione dei costi di sistema, il ricorso a biocarburanti sembra mantenere anche per il prossimo futuro un buon rapporto costo/efficacia. Per i biocarburanti avanzati si prevede di superare l'obiettivo specifico previsto da direttiva, pari al 3.5% al 2030, attraverso il meccanismo di incentivazione previsto per il biometano e gli altri biocarburanti avanzati (con D.M. 2 marzo 2018 e successivi decreti) fino al raggiungimento di un obiettivo intorno all'8%. L'obiettivo dei biocarburanti avanzati sarà traguardato,

orientativamente, per il 75% attraverso biometano avanzato e per il 25% attraverso gli altri biocarburanti avanzati.

È atteso al 2030 un importante contributo dai veicoli elettrici e ibridi elettrici plug-in (PHEV), che appaiono essere una soluzione per la mobilità urbana privata in grado di contribuire anche a migliorare l'integrazione della produzione da rinnovabili elettriche. Ci si aspetta una particolare efficacia degli investimenti in questa tipologia di veicoli tra 5-7 anni, con una diffusione complessiva di quasi 6 milioni di veicoli ad alimentazione elettrica al 2030 di cui circa 1.6 milioni di veicoli elettrici puri (EV).

Tra i carburanti rinnovabili non biologici si prevede per l'idrogeno un contributo ambizioso, intorno all'1% del target FER-Trasporti, attraverso l'uso diretto nelle auto, autobus e treni a idrogeno (per alcune tratte non elettrificate) o attraverso l'immissione nella rete del metano anche per uso trasporti. Una indicazione di uso differenziato potrebbe essere 0.8% di immissione in rete di gas tal quale o ritrasformato in metano e 0.2% per uso diretto in auto, bus e treni.

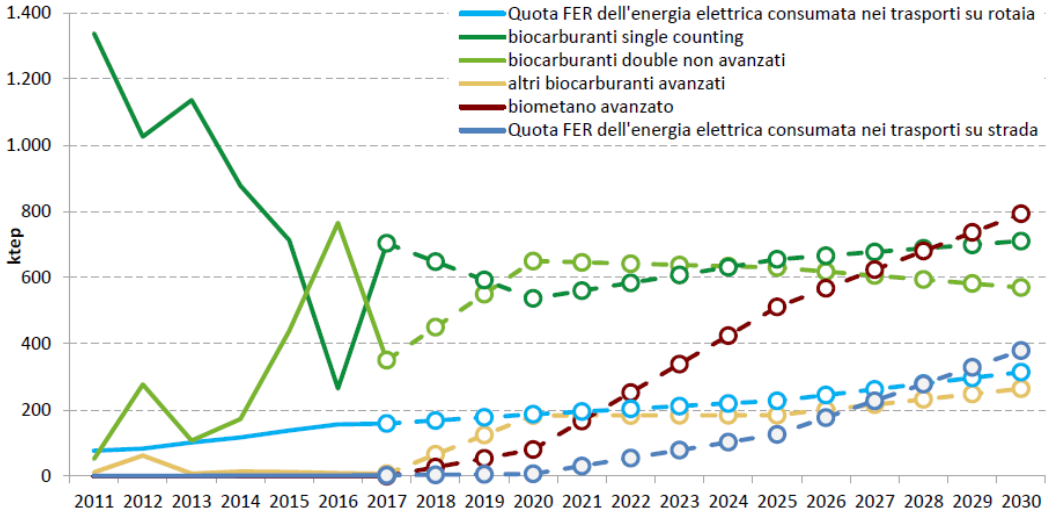


Figura 3: Traiettorie di crescita dell'energia da fonti rinnovabili al 2030 nel settore dei trasporti (fonte: PNIEC).

1.2.3 Efficienza energetica

L'Italia intende perseguire un obiettivo indicativo di riduzione dei consumi al 2030 pari al 43% dell'energia primaria e al 39.7% dell'energia finale rispetto allo scenario di riferimento PRIMES 2007.

Per la definizione di tale obiettivo è stata sviluppata una traiettoria basata sul conseguimento dei risparmi obbligatori definiti ai sensi dell'articolo 7 della Direttiva EED dell'11 dicembre 2018, il quale prevede un target di riduzione dei consumi finali minimo dello 0.8% annuo nel periodo 2021-2030, calcolato in base al triennio 2016-2018 (per gli anni 2017 e 2018 sono state eseguite delle stime). Lo scenario proposto prevede inoltre il conseguimento degli obiettivi relativi alle fonti rinnovabili e alla decarbonizzazione.

La ripartizione dei contributi settoriali, che è da considerare indicativa, è la risultante dell'approccio modellistico utilizzato: in un'ottica di minimizzazione dei costi di sistema sono individuati i settori con maggiore potenziale di efficientamento e gli interventi con un opportuno costo/efficacia, tali da garantire il soddisfacimento dell'obiettivo della direttiva efficienza. A influenzare la ripartizione settoriale sono l'evoluzione delle prestazioni e dei costi delle tecnologie energetiche, il potenziale settoriale e l'obiettivo

rinnovabili che spinge a prediligere opzioni che agevolano il raggiungimento dei target rinnovabili, come le pompe di calore.

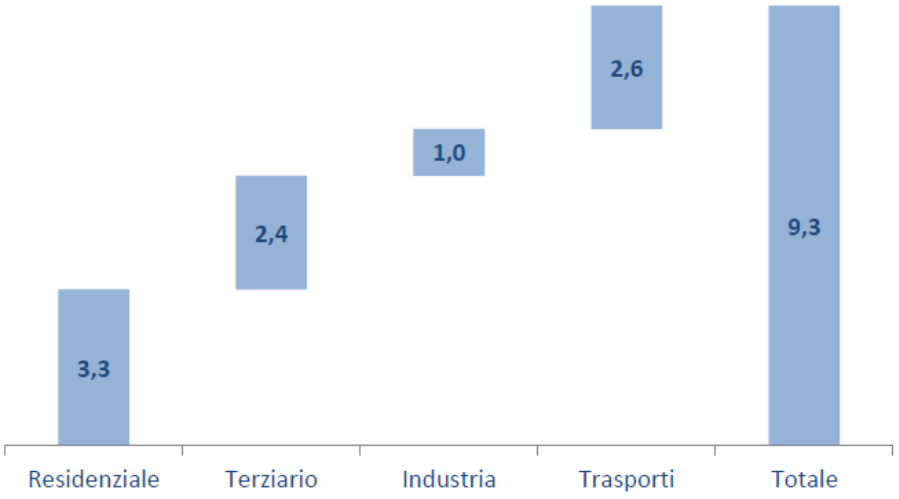


Figura 4: Ripartizione per settore economico dei risparmi oggetto dell'obiettivo 2030 (Mtep) (fonte: PNIEC).

Si individua nel settore civile il principale attore degli interventi di efficientamento, con una riduzione dei consumi di energia di circa 5.7 Mtep rispetto allo scenario BASE al 2030. In particolare, il settore residenziale contribuisce per 3.3 Mtep a tale contrazione, mentre il terziario riduce le proiezioni dei propri consumi di 2.4 Mtep, grazie agli interventi di riqualificazione edilizia e installazione di pompe di calore, oltre a un forte efficientamento dei dispositivi di uso finale. Un altro contributo rilevante proviene dal settore trasporti che, grazie a interventi di spostamento della mobilità passeggeri privata verso la mobilità collettiva e/o smart mobility, del trasporto merci da gomma a rotaia e all'efficientamento dei veicoli, riesce a contribuire al gap tra i due scenari al 2030 per circa 2.6 Mtep. Il settore Industriale conseguirebbe una riduzione dei consumi di circa 1.0 Mtep, ma non per questo è da considerarsi un settore con poche opportunità di intervento.

2 Il sistema energetico trentino e la Baseline PAT 2016

L'elaborazione di scenari energetici richiede un solido e aggiornato punto di partenza, che caratterizzi l'assetto energetico attuale della PAT, con un'analisi dei flussi dalla fornitura dei vettori energetici alla loro conversione in energia utile (elettricità, calore, trasporto), fino all'utilizzo finale dell'energia prodotta nei diversi settori della società.

Grazie ad un apposito studio per il PEAP 2021-2030, coordinato da UNITN, sono stati raccolti dati annuali da varie fonti nazionali e provinciali (es: Terna, GSE, MISE, APRIE, Dolomiti Energia...), fornendo un quadro completo per il triennio 2014-2016. In questo contesto, la "Baseline PAT 2016" rappresenta la "fotografia" più aggiornata del sistema energetico trentino.

2.1 Quadro generale: energy flow chart PAT 2016

L'energy flow chart in Figura 5 fornisce il quadro generale al 2016 del sistema energetico trentino.

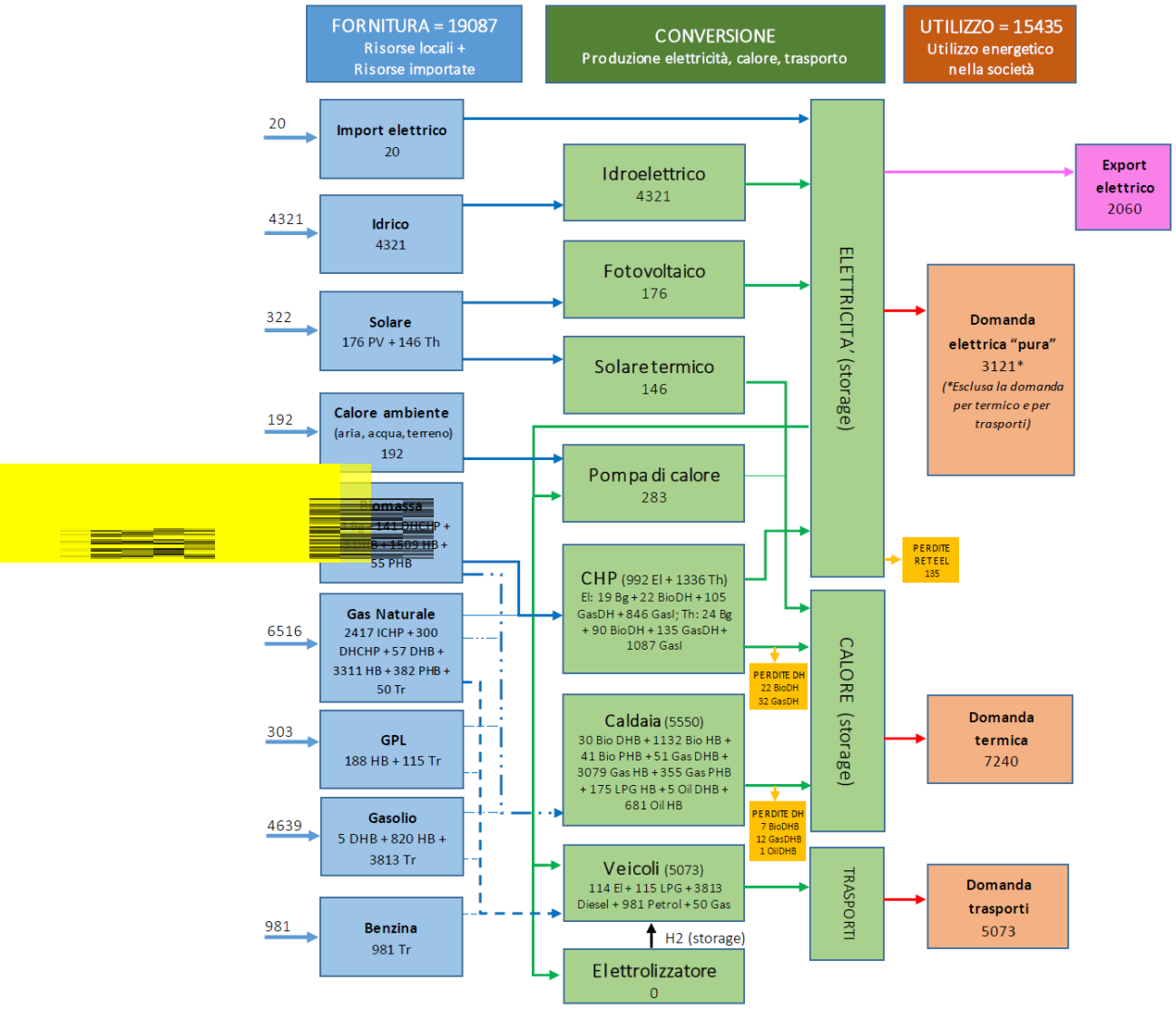


Figura 5: Baseline PAT 2016: Energy flow chart (GWh).

Partendo da sinistra, la fornitura dei vettori energetici è pari a 19087 GWh, tra cui:

- le risorse importate rappresentano la parte dominante con il gas (gas naturale e GPL) al 34.9%, seguito dai prodotti petroliferi (gasolio e benzina) al 30.3% e dall'import elettrico da rete nazionale al 0.1%;
- le risorse locali sono attualmente minoritarie ma comunque rilevanti, spiccano in particolare la risorsa idrica (22.6%) e le biomasse (9.4%), decisamente inferiore l'utilizzo di energia solare (1.7%) e calore ambiente (1.0%);
- le fonti rinnovabili (idrico, solare, calore ambiente, biomassa e quota rinnovabile dell'import elettrico) rappresentano il 34.8% della fornitura di vettori energetici.

La produzione energetica è garantita da svariate tecnologie tra cui:

- produzione elettrica: idroelettrico, fotovoltaico, import elettrico;
- cogenerazione (produzione elettrica e termica): cogeneratori a gas naturale, a biomasse solide e a biogas;
- produzione termica: caldaie, pompe di calore, collettori solari termici;
- trasporto: veicoli a combustione interna (gasolio, benzina, gas, GPL) e veicoli elettrici.

L'utilizzo finale dell'energia, al netto delle perdite di generazione e traporto e dell'export elettrico, è pari a 15435 GWh, di cui il 47% per domanda termica, il 33% per trasporto e il 20% per elettrico "puro"[1].

La Figura 6 riepiloga i mix della fornitura e dell'utilizzo energetico.

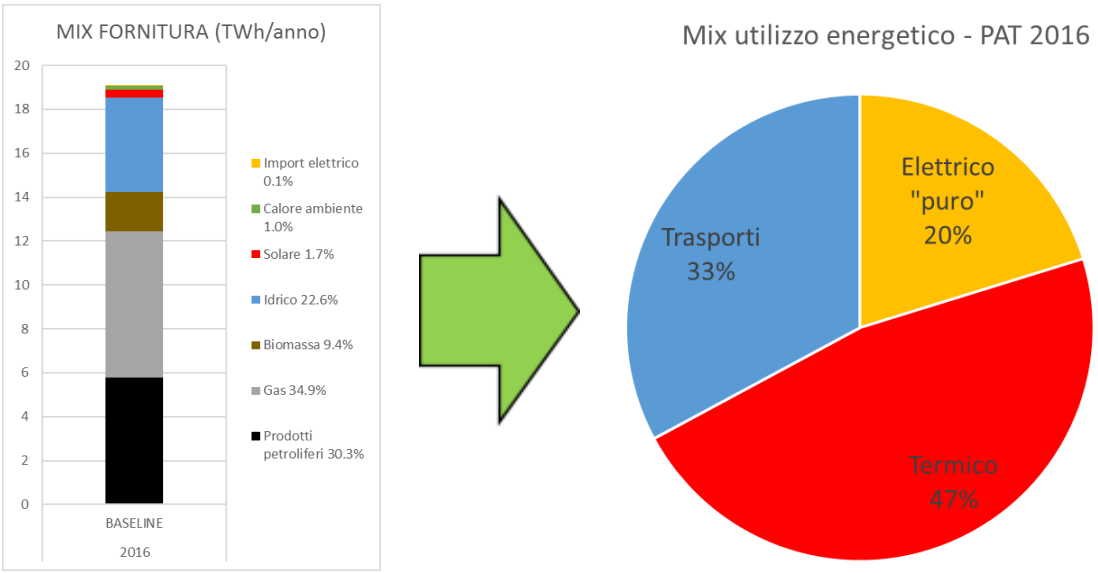


Figura 6: Baseline PAT 2016: Confronto mix fornitura e mix utilizzo energetico.

Nei prossimi paragrafi saranno fornite le analisi settoriali riguardanti il bilancio elettrico, il fabbisogno di calore e il consumo per trasporti. Sulla base di queste analisi saranno individuati i punti di forza e di debolezza del sistema energetico trentino, perni per l'elaborazione degli scenari di decarbonizzazione.

[1] Per consumi elettrici "puri" si intendono i consumi elettrici depurati dell'elettricità per produzione calore e per trasporto, conteggiata nei rispetti settori.

2.2 Analisi settoriale: bilancio elettrico PAT 2016

Elemento caratterizzante il sistema energetico trentino è l'abbondante produzione elettrica (5489 GWh) che supera del 65% i consumi elettrici (3322 GWh). Inoltre, l'83% della produzione elettrica è da fonti rinnovabili, con l'idroelettrico (normalizzato[2]) a 4321 GWh seguito dal fotovoltaico a 176 GWh, dalla cogenerazione (Combined Heat and Power, CHP) con biomasse solide per il teleriscaldamento (District Heating, DH) a 22 GWh e dalla cogenerazione con biogas a 19 GWh. La produzione elettrica da fonti fossili è limitata alla cogenerazione a gas per uso industriale (846 GWh) e alla cogenerazione a gas per il teleriscaldamento (105 GWh).

I consumi elettrici sono suddivisi in consumi elettrici "puri" per il 94% (3121 GWh), consumi elettrici per trasporti 3.4% (114 GWh) e consumi elettrici per termico 2.6% (87 GWh). L'83% dei consumi elettrici è da fonti rinnovabili.

Utilizzando il software EnergyPLAN con analisi oraria dei flussi energetici (maggiori dettagli sul software in seguito), è stato valutato un export di 2060 GWh e un import di 20 GWh.

La Tabella 2 fornisce un riepilogo del bilancio elettrico, suddiviso in consumo, produzione e scambi con la rete nazionale (import/export), comprensivo della fonte dati.

Tabella 2: Baseline PAT 2016: Bilancio elettrico.

	2016 (GWh)	Fonte dati
CONSUMO		
Consumi elettrici "puri"	3121	Terna
Consumi elettrici per termico	87	GSE/ENEA
Consumi elettrici per trasporti	114	Terna
Totale consumi elettrici	**3322**	
PRODUZIONE		
Idroelettrica (normalizzata)	4321	GSE
Fotovoltaica	176	Terna
CHP biogas	19	Terna/APRIE
CHP/DH biomasse legnose	22	APRIE
CHP/DH gas	105	AIRU
CHP/industriale gas	846	Terna
Totale produzione elettrica	**5489**	
IMPORT/EXPORT		
Export	**2060**	EnergyPLAN
Import	**20**	EnergyPLAN

[2] La Direttiva Europea 2009/28/CE prevede che, ai fini del calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo, il contributo dell'energia prodotta da fonte idraulica debba essere considerato applicando una formula di normalizzazione finalizzata ad attenuare gli effetti delle variazioni climatiche. La produzione normalizzata è funzione della produzione osservata e della potenza installata negli ultimi 15 anni, distinguendo tra impianti da apporti naturali e impianti di pompaggio misto.

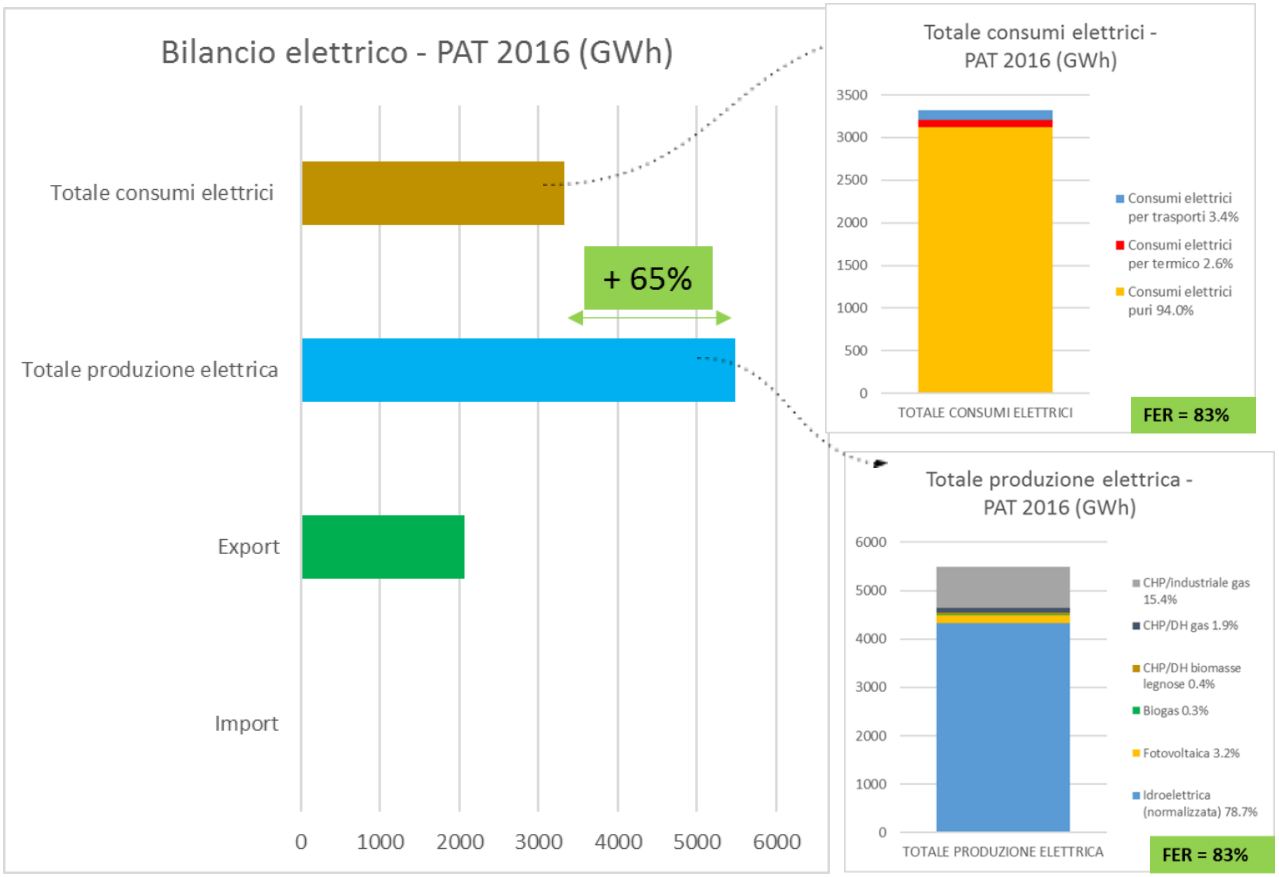


Figura 7: Baseline PAT 2016: Bilancio elettrico.

2.3 Analisi settoriale: fabbisogno di calore PAT 2016

Il fabbisogno di calore (7240 GWh) rappresenta al 2016 la fetta maggiore della domanda energetica trentina. La gran parte di questo fabbisogno è soddisfatto da impianti individuali (97%) mentre il teleriscaldamento è limitato al 3% del fabbisogno.

Negli ultimi anni la vasta metanizzazione del territorio trentino ha contribuito all'affermarsi del vettore gas naturale: al 2016 ben il 64% del fabbisogno di calore è soddisfatto da questo vettore. Il restante fabbisogno è coperto dalle biomasse (18%), dal gasolio (10%), dalle pompe di calore (4%), dal solare termico (2%) e dal GPL (2%). Le fonti rinnovabili sono quindi limitate al 24% dei fabbisogni.

Dal punto di vista tecnologico: (I) gli impianti individuali presentano come soluzione dominante la caldaia (a gas, biomassa, gasolio, GPL) e il cogeneratore (a gas in ambito industriale e a biogas), limitato è l'utilizzo di pompe di calore e solare termico; (II) i teleriscaldamenti prevendono sia cogeneratori (a gas e a biomasse solide) sia caldaie (a gas, biomasse solide, gasolio, usualmente per la copertura dei picchi di potenza).

La Tabella 3 fornisce un riepilogo del fabbisogno di calore, suddiviso in tecnologia di produzione e comprensivo della fonte dati.

Tabella 3: Baseline PAT 2016: Fabbisogno di calore.

	2016 (GWh)	Fonte dati
Solare termico	146	GSE
Pompa di calore	283	GSE/ENEA
Biogas	24	Terna/APRIE
CHP/DH biomasse legnose	68	APRIE
CHP/DH gas	103	AIRU
CHP/industriale gas	1087	Terna
Boiler/DH biomasse legnose	23	APRIE
Boiler/residenziale biomassa	1132	AIEL
Boiler/industriale biomassa	41	GSE
Boiler/DH gas	39	AIRU
Boiler/residenziale gas	3079	MISE
Boiler/industriale gas	355	MISE
Boiler/residenziale GPL	175	MISE
Boiler/DH gasolio	4	AIRU
Boiler/residenziale gasolio	681	MISE
TOTALE	**7240**	

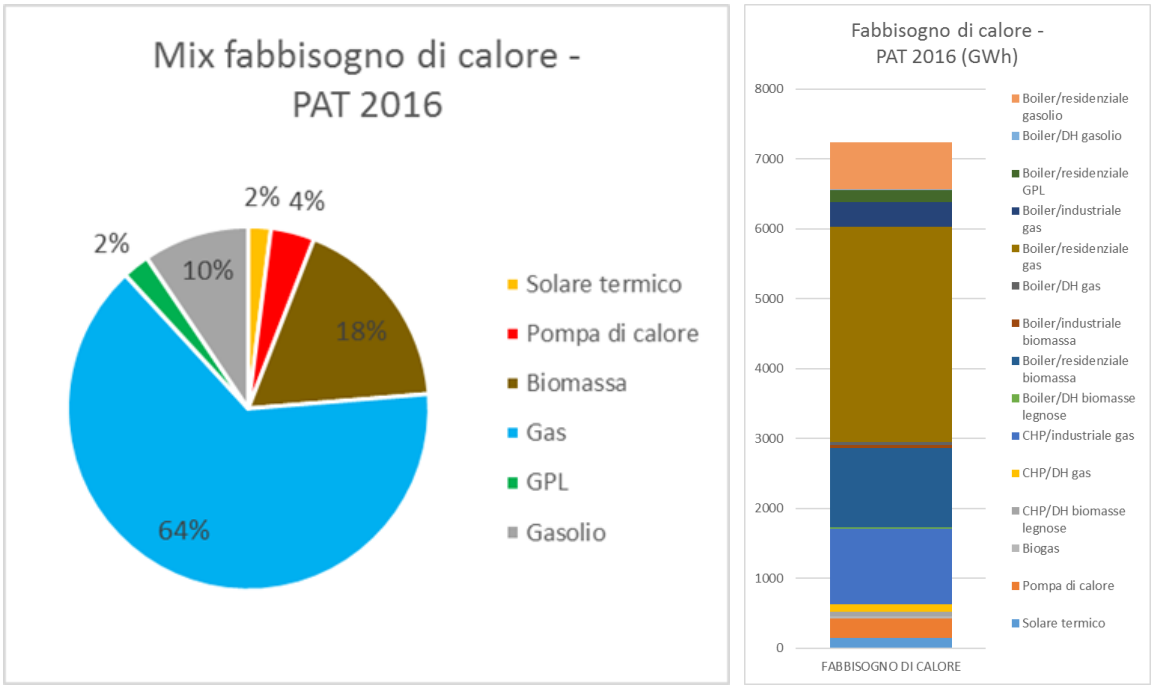


Figura 8: Baseline PAT 2016: Fabbisogno di calore.

2.4 Analisi settoriale: consumi trasporti PAT 2016

Il settore sicuramente più critico dal punto di vista delle fonti rinnovabili è il settore dei trasporti. Infatti, solamente il 2% dei consumi totali (i consumi totali sono pari a 5073 GWh) è attribuibile a mobilità elettrica con elevata quota da fonti rinnovabili. Il restante 98% dei consumi è per veicoli a diesel (75%), a benzina (20%), a GPL (2%) e a gas naturale (1%).

Nella Baseline PAT 2016, la mobilità sostenibile elettrica è principalmente garantita dalle tratte ferroviarie elettrificate del Brennero e della Trento-Malè. La terza tratta ferroviaria provinciale, la tratta della Valsugana, presenta invece treni a trazione diesel. Altra mobilità sostenibile elettrica è quella delle funivie. Il trasporto pubblico mediante autobus extraurbani e bus cittadini non vede invece soluzioni di questo tipo (fermandosi tra le alternative al solo metano compresso, metano liquido e ibrido gasolio/elettrico). Da ultimo, i veicoli privati (autovetture, motocicli, camion …) sono nella pressoché totalità a fonti fossili.

Tabella 4: Baseline PAT 2016: Consumi trasporti.

	2016 (GWh)	Fonte dati
Veicoli Elettrici	114	Terna
Veicoli GPL	115	MISE
Veicoli Diesel	3813	MISE
Veicoli Benzina	981	MISE
Veicoli Gas	50	SERVIZIO COMMERCIO PAT
TOTALE	**5073**	

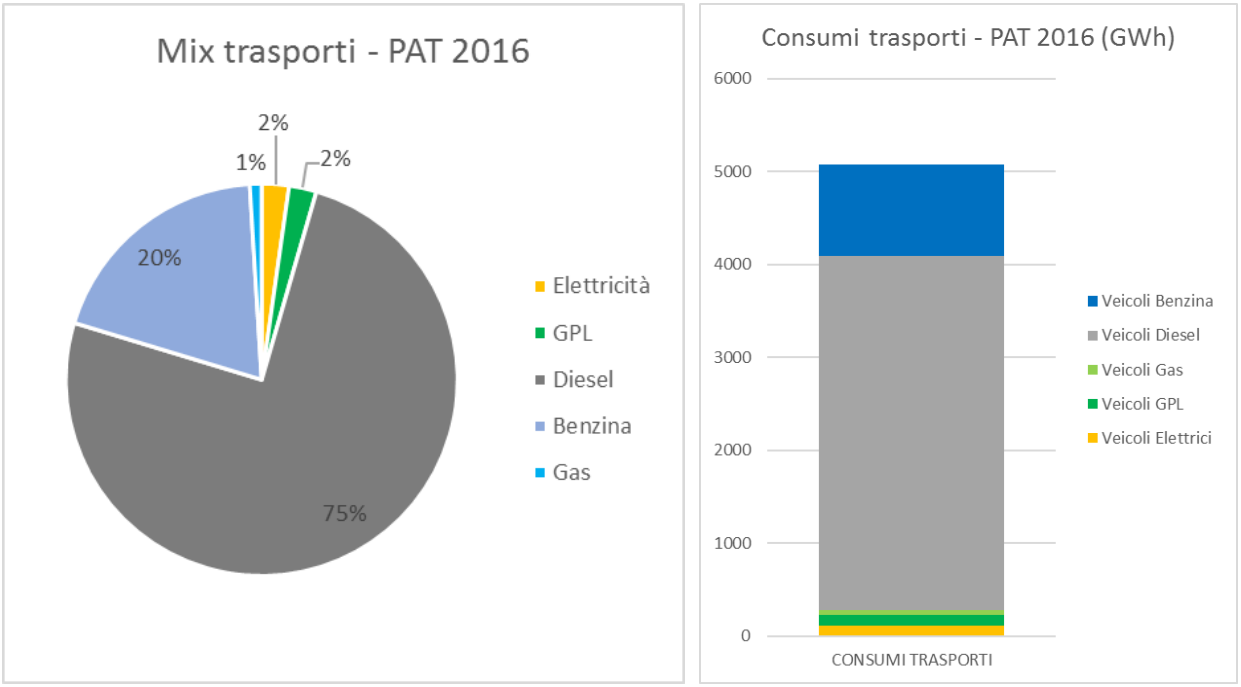


Figura 9: Baseline PAT 2016: Consumi trasporti.

2.5 I punti di forza e di debolezza del sistema energetico trentino

L'analisi dei flussi energetici nella PAT ha permesso di mettere in luce e quantificare i punti di forza e i punti di debolezza del sistema energetico trentino al 2016 (Figura 10).

Il principale punto di forza è senza dubbio l'abbondante produzione idroelettrica che genera un surplus di fonti rinnovabili rispetto alla domanda. In questo contesto, una profonda decarbonizzazione del sistema energetico trentino non può che passare da soluzioni di elettrificazione, il cosiddetto "sector coupling" che

permetta di usufruire dell'elettricità "verde" trentina anche nei settori termico (pompe di calore) e dei trasporti (mobilità elettrica).

Nei prossimi paragrafi l'analisi degli scenari permetterà di valutare le tecnologie più adeguate alla decarbonizzazione, incluso il sector coupling, la loro penetrazione temporale e i relativi impatti economici. Nel contesto delineato l'analisi degli scenari dovrà avvalersi di un modello che integri il settore elettrico con quello termico e con quello dei trasporti. Inoltre, la variabilità stagionale e giornaliera delle fonti rinnovabili, sempre più protagoniste nella transizione energetica, non dovrà essere trascurata, pena l'eccessiva approssimazione nel matching produzione/consumi.

Figura 10: Baseline PAT 2016: Punti di forza e di debolezza del sistema energetico trentino.

3 La metodologia di elaborazione degli scenari: il modello dinamico-integrato-ottimizzato EnergyPLAN+MOEA

3.1 Il modello dinamico-integrato EnergyPLAN e i dati di input

Lo sviluppo di scenari energetici ad alta decarbonizzazione implica un elevato utilizzo di fonti rinnovabili variabili, in parte non programmabili (e.g. solare, eolico, idrico) nonché un elevato livello di integrazione tra i settori dell'elettricità, del calore e dei trasporti (sector coupling).

Sulla base di queste richieste, volte allo sviluppo di "Smart Energy Systems", è stato sviluppato dall'Università di Aalborg (Danimarca) il tool EnergyPLAN (Figura 11). Il tool è utilizzato da numerosi ricercatori, consulenti e responsabili politici di tutto il mondo per realizzare piani energetici attraverso l'integrazione delle opzioni e delle funzioni che lo stesso presenta e mette a disposizione.

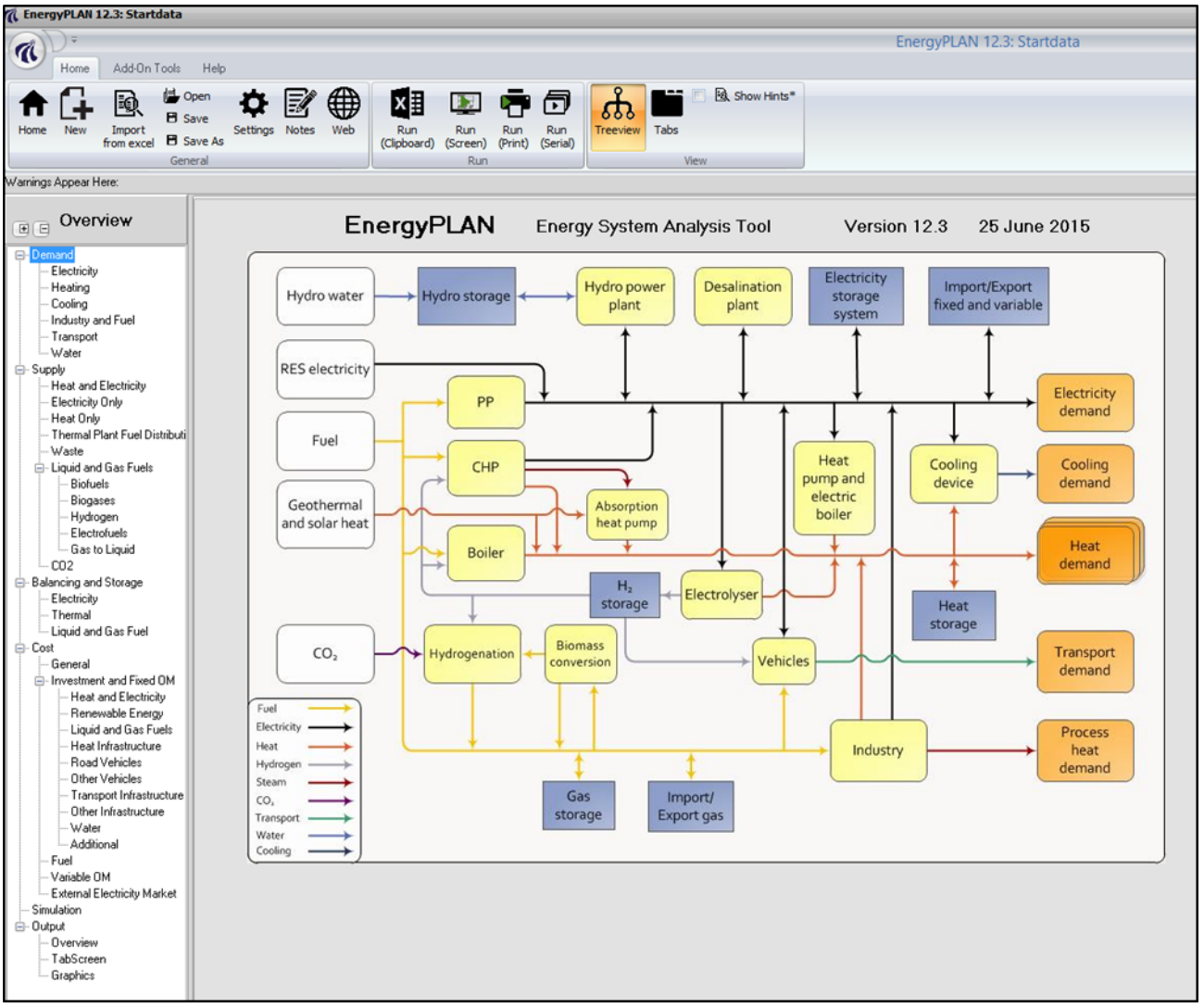


Figura 11: Il tool EnergyPLAN.

Dal punto di vista energetico il tool EnergyPLAN si basa su un equilibrio orario tra domanda e offerta, fornendo non solo informazioni sul bilancio energetico (e.g. fonti primarie, uso di energie rinnovabili) ma anche su aspetti economici (e.g. costi di investimento, costi operativi, costi per i vettori energetici) e aspetti ambientali (e.g. emissioni di CO_2).

Gli input richiesti da EnergyPLAN sono i seguenti:

1) Consumi energetici (annuali + profili orari);
2) Produzioni energetiche (annuali + profili orari);
3) Mix produzione elettrica rete nazionale;
4) Efficienze (produzione energetica, distribuzione energetica);
5) CAPEX (costo di investimento);
6) Tasso di interesse (in questo studio valutato al 6%);
7) OPEX (costo di manutenzione);
8) Vita utile;
9) Costo dei vettori energetici (annuale + profili orari solo per il mercato elettrico nazionale);
10) Emissioni di CO_2 dei vettori energetici.

Per questi input è stata considerata l'evoluzione tecnica, economica e ambientale in 3 step temporali: 2016 (Baseline), 2030 e 2050.

Come visibile in Figura 11, EnergyPLAN mette a disposizione numerosi vettori energetici e numerose soluzioni tecnologiche, tra queste sono state prese in considerazione opzioni ad oggi ben conosciute e di interesse per il contesto territoriale trentino (Figura 12). Particolare attenzione è stata rivolta all'efficienza energetica e alle fonti rinnovabili.

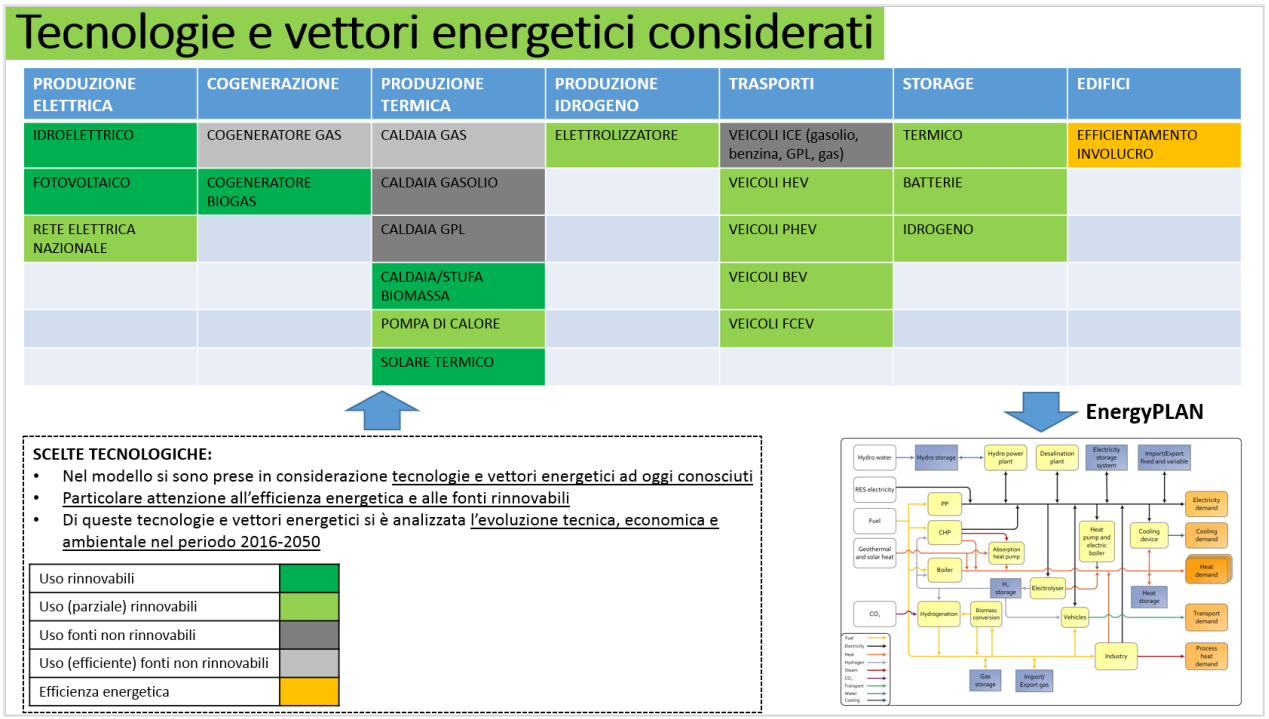


Figura 12: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: Tecnologie e vettori energetici considerati.

Le caratteristiche tecniche, economiche e ambientali delle tecnologie e dei vettori energetici considerati sono riportate in Appendice 6.1.

L'analisi della produzione, della domanda e del mercato elettrico è stata approfondita fino alla scala oraria. In particolare, partendo dai dati annuali raccolti da UNITN nella Baseline 2016, FBK, con il contributo del gruppo di lavoro per il PEAP, ha elaborato la profilazione oraria utilizzando le fonti dati e l'approccio metodologico indicati in Tabella 5.

La rappresentazione grafica dei profili orari è riportata in Appendice 6.2. Emergono interessanti osservazioni:

- Consumi elettrici "puri": mostrano valori stabili su scala mensile con un leggero massimo nel periodo estivo, tra giugno e agosto, dovuto principalmente all'aumento della presenza turistica sul territorio e alla crescente richiesta di raffrescamento. Su scala settimanale si identificano valori più bassi nel fine settimana (giorni non lavorativi). Su scala giornaliera si presentano picchi orari la mattina dalle 7 alle 11 e la sera dalle 17 alle 20 (componenti socio-economiche).
- Produzione idroelettrica: sulla scala mensile si nota un notevole aumento nel periodo tra la tarda primavera e l'estate (maggio-agosto, dovuto allo scioglimento della neve). Su scala giornaliera si identificano picchi orari la mattina dalle 7 alle 11 e la sera dalle 17 alle 20. I picchi giornalieri sono ben allineati con i picchi del consumo elettrico: i bacini idroelettrici mostrano una notevole capacità di accumulo e modulazione in accordo con la domanda di mercato.
- Riscaldamento individuale e teleriscaldamento: sulla scala mensile si identificano con un consumo massimo nel periodo invernale, dovuto al riscaldamento degli ambienti. Su scala giornaliera presenta picchi orari la mattina tra le 7 e le 8 e la sera tra le 20 e le 21 (picchi orari dovuti all'utilizzo di Acqua Calda Sanitaria - ACS).
- Fotovoltaico e solare termico: su scala mensile presentano un massimo di produzione nel periodo estivo e su scala giornaliera un picco di generazione nelle ore centrali, laddove si presenta la maggior radiazione solare.
- Consumi trasporti: mostrano stabilità su scala mensile con un leggero massimo nel periodo estivo (luglio-agosto, dovuto al turismo). Su scala giornaliera i picchi orari per Internal Combustion Engine Vehicles (ICEV), Hybrid Electric Vehicles (HEV), il rifornimento di combustibile per Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEV), Fuel Cell Electric Vehicles (FCEV) e treni elettrici sono ipotizzati durante le ore diurne; per la ricarica elettrica dei veicoli PHEV e per i Battery Electric Vehicles (BEV) sono ipotizzati la mattina dalle 7 alle 11 e la sera dalle 17 alle 21. I profili dei PHEV (ricarica elettrica) e dei BEV sono ipotizzati seguendo lo studio FIF ("Fuelling Italy's Future" di Transport & Environment, 2018) che tiene in considerazione la suddivisione dei consumi per tipologia di ricarica (domestica, sul posto di lavoro, standard nei parcheggi pubblici, fast nelle principali strade e nelle autostrade) e i profili orari per tipologia di ricarica.
- Mercato elettrico: su scala mensile presenta un massimo nel periodo invernale e su scala giornaliera un primo picco la mattina attorno alle 9 e un secondo picco la sera verso le 17 (dovuto a clima, condizioni meteorologiche, fattori socio-economici).

Tabella 5: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: Profili orari, approccio metodologico.

	Fonte dati e metodologia
Consumi elettrici "puri"	PROFILI ORARI: Terna - Transparency Report (dati orari Trentino-Alto Adige/Südtirol 2016).
Produzione idroelettrica	PROFILI MENSILI: Hydro Dolomiti Energia (dati mensili PAT 2007-2016). PROFILI ORARI: Terna - Transparency Report (dati orari Trentino-Alto Adige/Südtirol 2010-2016).
Produzione fotovoltaica	PROFILI ORARI: PVGIS - Trento Typical Meteorological Year (TMY) 2007-2016.
Riscaldamento individuale	*SUDDIVISIONE CONSUMI: Riscaldamento*, *ACS* (23% risc.), *cottura* (10% risc.): solare termico, pompa di calore, Boiler/residenziale biomassa, Boiler/residenziale gas, Boiler/residenziale GPL, Boiler/residenziale gasolio; *processi industriali*: CHP/biogas, CHP/industriale gas, Boiler/industriale biomassa, Boiler/industriale gas. *PROFILI ORARI: Riscaldamento*: profilo gradi ora riscaldamento utilizzando dati orari temperatura da PVGIS - Trento TMY 2007-2016; *ACS:* UNI EN 15316-3-1:2007 (Tabella A.2); *cottura*: ipotesi FBK; *processi industriali*: costante.
Teleriscaldamento	*SUDDIVISIONE CONSUMI: Riscaldamento*, *ACS* (23% risc.), *cottura* (10% risc.): CHP/DH biomasse legnose, CHP/DH gas, Boiler/DH biomasse legnose, Boiler/DH gas, Boiler/DH gasolio. *PROFILI ORARI: Riscaldamento*: profilo gradi ora riscaldamento utilizzando dati orari temperatura da PVGIS - Trento TMY 2007-2016; *ACS*: UNI EN 15316-3-1:2007 (Tabella A.2); *cottura*: ipotesi FBK.
Solare termico	*PROFILI ORARI:* Dati orari di radiazione e di temperatura da PVGIS - Trento TMY 2007-2016; utilizzo dei parametri di efficienza ottica e termica di un pannello solare piano standard.
Consumi trasporti	PROFILI GIORNALIERI: dati traffico PAT 2016 (PAT Servizio Gestione Strade). PROFILI ORARI: 2016: ipotesi FBK di profilo di rifornimento per ICEV e treni elettrici; 2030 e 2050: ipotesi FBK di profilo di rifornimento per ICEV, HEV, PHEV (fuel), FCEV, treni elettrici + profili di ricarica da studio FIF per PHEV (el) e BEV.
Mercato elettrico	PROFILI ORARI: 2016: Prezzo Unico Nazionale (PUN) 2016 (Gestore dei Mercati Energetici - GME); 2030 e 2050: media PUN 2013-2017 (GME).

3.2 Elaborazione degli scenari tramite lo strumento EnergyPLAN+MOEA: obiettivi, trend e ottimizzazione a multi-obiettivo

Lo strumento EnergyPLAN, descritto in precedenza, è stato associato a un ottimizzatore a multi-obiettivo (MOEA) all'interno di una ricerca e sviluppo specifico svolto all'interno della Fondazione Bruno Kessler. Questo strumento innovativo permette non solo l'elaborazione di uno scenario complessivo a partire da dati di input, ma lo sviluppo di una serie molto elevata di combinazioni di scenari possibili (anche migliaia) identificando le soluzioni ottimali tra le possibili rispetto a degli obiettivi target (e.g. minor costo possibile alla riduzione di emissioni carboniche obiettivo). L'elaborazione di questi scenari ottimizzati viene descritta nel presente paragrafo.

Una volta definita la Baseline 2016 e l'adeguato tool di analisi, l'elaborazione degli scenari di decarbonizzazione al 2030 e al 2050 ha considerato alcuni ulteriori elementi di valutazione:

1) Analisi delle politiche in materia di CO_2, trend locali della domanda di energia, prospettive tecnologiche, per tutto il periodo considerato;
2) Applicazione del tool EnergyPLAN+MOEA, con la minimizzazione delle emissioni di CO_2 e dei costi totali annui come obiettivi, per identificare "scenari ottimizzati & indicazioni ottimizzate" sul fronte di Pareto[3];
3) Analisi sociopolitica delle "indicazioni ottimizzate" e, in ambiente EnergyPLAN, modifica degli "scenari ottimizzati"[4] con la considerazione delle principali prospettive tecnologiche e con una stima dell'impatto di altri fattori socio-politici (tra cui la scelta del consumatore e già esistenti vincoli legislativi e opportunità di incentivazione), per progettare realistici "scenari low carbon" (LC, LC+) il più possibile vicini al fronte di Pareto;
4) Confronto tra le traiettorie Low Carbon (LC, LC+) e di Reference (REF), valutando i benefici ambientali, economici e sociali.

Innanzitutto, la definizione degli obiettivi di decarbonizzazione va identificata negli specifici target temporali. Da un lato gli obiettivi della PAT devono essere conformi gli obiettivi dell'UE, dall'altro lato il governo autonomo potrebbe prospettare una traiettoria di decarbonizzazione più rapida, laddove tecnicamente ed economicamente fattibile e conveniente. Sulla base di queste considerazioni, il presente studio definisce due tipologie di scenari:

- Low Carbon (LC), in linea con gli obiettivi attuali posti dalla Commissione Europea:
    - 2030: - 40% emissioni CO_2 rispetto al 1990;
    - 2050: - 80% emissioni CO_2 rispetto al 1990.
- Low Carbon plus (LC+), oltre gli obiettivi attuali posti dalla Commissione Europea, sebbene questi siano in una fase di revisione formale:
    - 2030: - 50% emissioni CO_2 rispetto al 1990;
    - 2050: - 90% emissioni CO_2 rispetto al 1990.

Una volta definiti gli obiettivi, è necessario considerare i trends della domanda locale di energia e le prospettive tecnologiche, che dal punto di partenza, la Baseline 2016, portano al 2030 e al 2050.

Entrando nello specifico dei trend della domanda energetica locale, sono stati considerati i seguenti elementi di valutazione:

- Settore elettrico "puro": trend popolazione (ISTAT), trend consumi elettrici storici 2008-2017 (Terna);
- Settore termico: trend popolazione (ISTAT), trend efficientamento involucri edilizi 2014-2016 (ENEA), quest'ultimo confermato per il REF e migliorato per LC e LC+;
- Settore trasporti: trend popolazione (ISTAT).

Il risultato di questi trend della domanda energetica locale è riportato in Figura 13. Emergono le seguenti considerazioni:

[3] Il fronte di Pareto è una linea sul piano degli obiettivi che identifica le soluzioni ottimali tra tutte quelle elaborate come scenari dallo strumento EnergyPLAN+MOEA.
[4] Per "modifica degli scenari ottimizzati" si intende una modifica "manuale", in ambiente EnergyPLAN, dei valori delle variabili decisionali.

- Popolazione PAT: le previsioni ISTAT indicano un continuo incremento della popolazione residente, del 0.37% annuo nel periodo 2016-2020, al 0.55% annuo nel 2020-2025, per poi crescere più lentamente, 0.51%, 0.45%, 0.37%, 0.26%, 0.14% nei successivi cinque quinquenni fra il 2025 e il 2050.
- Consumi elettrici storici PAT: i dati Terna indicano un andamento fluttuante nel decennio 2008-2017, dapprima la crisi economico-industriale del 2008-2012 ha portato ad un forte calo della domanda elettrica che è poi risalita rapidamente nel successivo periodo 2013-2015 per poi assestarsi nel 2016 e 2017 (con leggero trend in diminuzione). Confrontando nello stesso periodo 2008-2017 il trend della popolazione con il trend dei consumi elettrici, il primo è salito più rapidamente, 0.58% annuo medio contro 0.16% annuo medio. Preme far osservare che l'andamento dei consumi elettrici include molteplici fattori tra cui non solo l'andamento della produttività industriale e l'andamento demografico, ma anche l'andamento relativo all'utilizzo di elettrodomestici nel settore civile, l'efficientamento nell'illuminazione domestica e pubblica (e.g illuminazione LED), e molto altro.
- Efficientamento involucri edilizi PAT: i dati ENEA per il triennio 2014-2016 indicano un valore medio di 0.035 TWh/anno (minor domanda di riscaldamento), in uno scenario REF che mantenga la stessa attitudine tecnologica della Baseline 2016 questo trend è visto in tendenziale crescita vincolato all'incremento della popolazione (fino a un valore di 0.037 TWh/anno al 2030 e 0.039 TWh/anno al 2050), negli scenari LC e LC+ i valori REF sono rivisti al rialzo (del 20% in LC e del 50% in LC+).
- Settore elettrico "puro": considerando il rapporto storico medio, nel periodo 2008-2017, tra consumo di elettricità e andamento della popolazione, si prevede che un leggero calo iniziale nel periodo 2016-2020 sarà seguito da un aumento nel periodo 2020-2035 e quindi di nuovo una diminuzione nel periodo 2035-2050.
- Settore termico: l'efficientamento degli involucri edilizi determina una progressiva flessione della domanda, più marca nell'LC e ancor più nell'LC+ rispetto al REF.
- Settore trasporti: aumentando la popolazione è atteso un aumento dello stock veicoli e dei km percorsi, non essendo considerati fenomeni di "avoid" o "shift" l'intera decarbonizzazione è focalizzata sul concetto di "improve" (aumento efficienza tecnologie tradizionali, promozione veicoli alternativi).

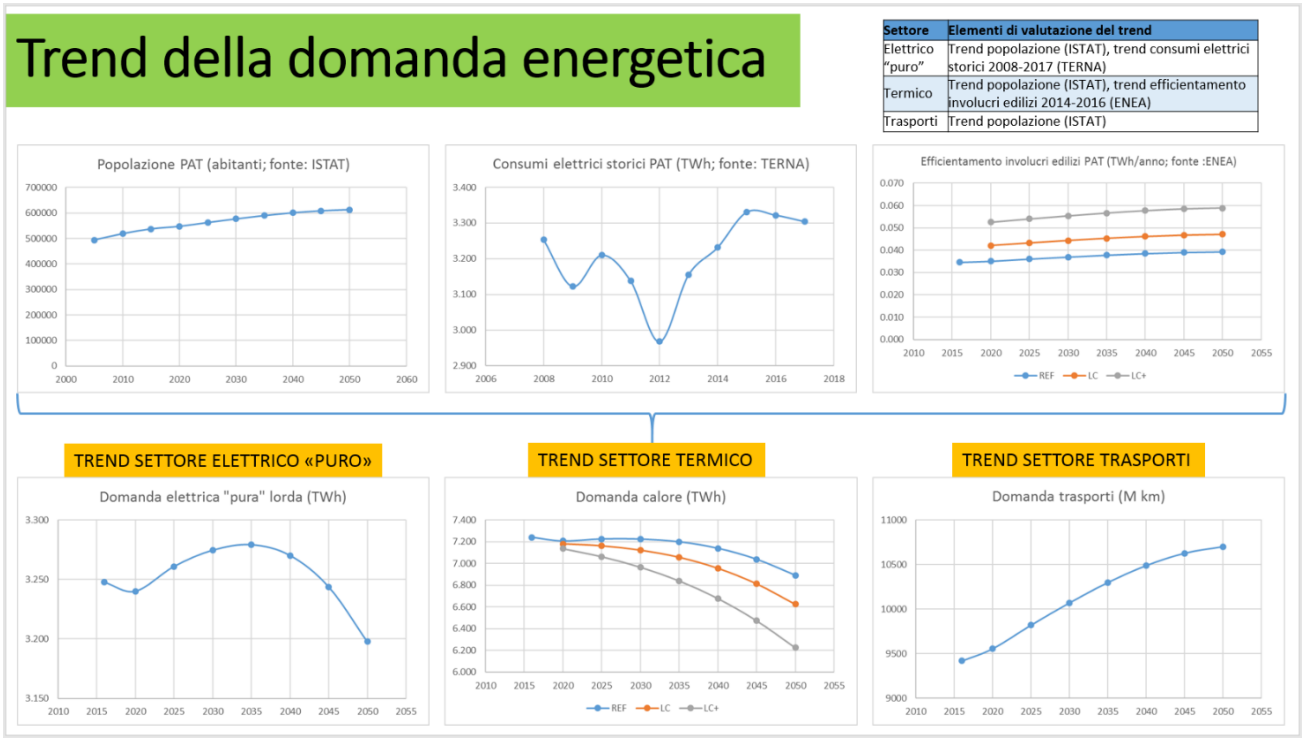


Figura 13: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: Trends della domanda energetica.

Passando alle prospettive tecnologiche, le seguenti fonti sono state considerate:

- REF:
  - Scenari che mantengono lo stesso mix tecnologico della Baseline 2016;
- LC, LC+:
  - «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima» (MISE 2018): per il modeling idroelettrico, PV, solare termico, pompe di calore;
  - «Rapporto sulle detrazioni fiscali per la riqualificazione del patrimonio edilizio esistente» (ENEA 2018): per l'implementazione degli interventi di efficienza energetica dell'involucro edilizio;
  - «Energy Storage Report» (POLIMI 2016): per l'introduzione di batterie elettriche come «riserva di energia» accoppiata a PV;
  - «Fuelling Italy's Future» (Transport & Environment 2018): per il modeling del settore trasporti;
  - Scenari FEM (FEM 2019): per l'incremento del CHP biogas[5];
  - Considerazioni del gruppo di lavoro PEAP (APRIE, UNITN, FBK, FEM, 2018-2019) per il modeling del settore termico:
    - «Riscaldamento individuale»: (I) sforzo politico attuale per dare priorità alla riduzione di caldaie a gasolio e GPL, dovuto a bassa efficienza ed elevati costi di fornitura, (II) sforzo politico attuale per estendere la rete gas in alcune aree attualmente non servite, dovuto ad alta efficienza e bassi costi di fornitura, (III) utilizzatori caldaie/stufe a biomassa legnosa attesi costanti ai valori 2016,

[5] Rispetto al 2016, nel 2030 +34/+50%, nel 2050 +56/+85%, i principali settori di aumento: settore zootecnico, depurazione delle acque.

considerando la scarsa attrattiva sociale per aumentare l'uso della biomassa legnosa a fini energetici (approvvigionamento e questioni politiche relative alle emissioni di particolato) ;

- «Teleriscaldamento»: le caratteristiche del 2016 sono attese costanti, sia in termini di numero utenti sia di tecnologie.

In questo quadro di politiche sulla CO_2, trend della domanda locale di energia e prospettive tecnologiche, l'innovativa combinazione di EnergyPLAN con MOEA, sviluppata in Trentino dai ricercatori di FBK in collaborazione con l'Università di Aalborg, permette di rispondere ad un'importantissima domanda: quali scenari permettono di raggiungere gli obiettivi di CO_2 al minor costo?[6].

L'identificazione di scenari energetici ottimizzati può essere formulata come un problema di ottimizzazione a multi-obiettivo, per la presenza di più di un obiettivo da ottimizzare (ad esempio, ridurre al minimo le emissioni di CO_2 e il costo totale annuo[7]). Inoltre, l'ottimizzazione di un sistema energetico è un problema discontinuo in natura, pertanto è necessario uno strumento di ottimizzazione avanzato per gestire tale problema. A questo proposito, il framework sviluppato da FBK si basa sull'integrazione di un algoritmo evolutivo a multi-obiettivo e EnergyPLAN. Mentre l'uso di EnergyPLAN implica la possibilità di simulare un singolo scenario energetico alla volta, l'integrazione di un algoritmo evolutivo a multi-obiettivo consente di simulare più scenari, in un processo ciclico in cui gli scenari prodotti vengono confrontati sulla base degli obiettivi identificati. Il framework è abbastanza versatile da gestire tutti i principali sottosettori di un sistema energetico che sono essenziali per progettare "Smart Energy Systems".

L'innovativa integrazione di EnergyPLAN con MOEA è descritta nella Figura 14 (vedi pagina successiva). Vengono mostrati i passaggi generali di un MOEA. A seconda del MOEA utilizzato, i dettagli di implementazione riguardanti gli operatori genetici (selezione, crossover, mutazione) e le procedure di classificazione (comunque basate sul concetto di dominanza) possono essere diversi. EnergyPLAN entra in gioco quando, ad ogni generazione, individui (scenari energetici) devono essere valutati. Tutte le distribuzioni orarie richieste e i costi sono input fissi di EnergyPLAN, poiché non cambiano durante l'evoluzione dell'algoritmo. Al contrario, ad ogni generazione il MOEA fornisce a nuovi individui nuovi valori delle variabili decisionali (nuove capacità delle tecnologie energetiche) e EnergyPLAN simulando i nuovi individui calcola tutti i parametri di output. Tra gli output, i parametri obiettivo (ad es. emissioni di CO_2 e costo totale annuo dello scenario) sono riportati al MOEA e usati come elementi di classificazione. Il ciclo continua fino a quando non viene soddisfatto un criterio di stop, che nel nostro caso è rappresentato da un certo numero di generazioni (sufficienti per raggiungere convergenza). Dopo il completamento di tutte le generazioni, gli individui non dominati vengono presentati come un fronte di Pareto con soluzioni ottimizzate. In questo lavoro l'obiettivo è identificare i fronti di Pareto per i due orizzonti temporali di interesse politico, 2030 e 2050, applicando il framework EnergyPLAN+MOEA in due separate analisi. La Tabella 6 mostra i parametri utilizzati in questo studio.

[6] Per approfondimenti è possibile consultare i seguenti articoli scientifici: (I) Mahbub, M.S., Cozzini, M., Østergaard, P.A. and Alberti, F., 2016. Combining multi-objective evolutionary algorithms and descriptive analytical modelling in energy scenario design. Applied energy, 164, pp.140-151. (II) Mahbub, M.S., Wagner, M. and Crema, L., 2016. Incorporating domain knowledge into the optimization of energy systems. Applied Soft Computing, 47, pp.483-493. (III) Mahbub, M.S., Viesi, D. and Crema, L., 2016. Designing optimized energy scenarios for an Italian Alpine valley: the case of Giudicarie Esteriori. Energy, 116, pp.236-249. (IV) Mahbub, M.S., Viesi, D., Cattani, S. and Crema, L., 2017. An innovative multi-objective optimization approach for long-term energy planning. Applied energy, 208, pp.1487-1504.

[7] Il costo totale annuo è calcolato sommando tre diversi costi annuali: costo dei vettori energetici (per l'acquisto dei vettori energetici), costo operativo (per garantire il funzionamento e la manutenzione delle tecnologie), costo di investimento (per l'acquisto delle tecnologie). Il costo di investimento include il tasso di interesse.

Tabella 6: Valori dei parametri per EnergyPLAN+MOEA utilizzati in questo studio.

Parametri	**Valori**[8]
Population Size	150
Generations	100
Crossover	SBX crossover
Crossover probability	0.9
Mutation	Polynomial mutation
Mutation probability	1/number of decision variables

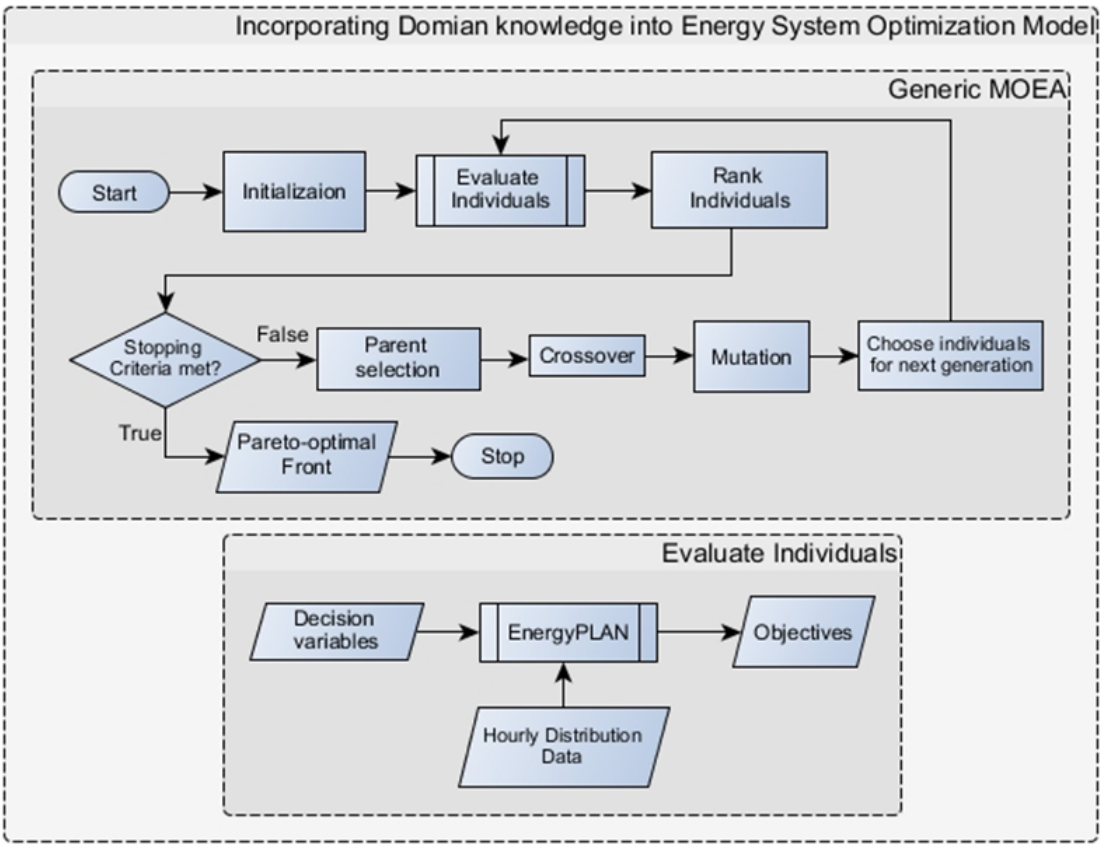


Figura 14: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: L'innovativo framework EnergyPLAN+MOEA sviluppato da FBK.

Infine, per progettare realistici "scenari low carbon" (LC, LC+), gli "scenari ottimizzati" e le "indicazioni ottimizzate", provenienti dall'analisi EnergyPLAN+MOEA e presenti sul fronte di Pareto, devono essere combinati con la considerazione delle principali prospettive tecnologiche e con una stima dell'impatto di altri fattori socio-politici (scelta del consumatore e già esistenti vincoli legislativi e opportunità di

[8] "L'impostazione dei parametri di un algoritmo meta-euristico, come un MOEA, viene eseguita sperimentalmente. Tutti i valori dei parametri in questo studio sono impostati in base all'esperienza degli autori nell'uso del framework EnergyPLAN+MOEA".

incentivazione). Pertanto, la metodologia proposta consente una certa flessibilità nella definizione del mix tecnologico di target, tuttavia, mantenendo invariati gli obiettivi di CO2 e il costo annuale totale il più vicino possibile al fronte di Pareto. Il confronto tra le traiettorie Low Carbon (LC, LC+) e Reference (REF) consente di valutare i benefici ambientali, economici e sociali della decarbonizzazione energetica.

4 Risultati degli scenari: analisi tecnica, ambientale ed economica

La presentazione dei risultati è suddivisa in una prima parte che descrive gli scenari ottimizzati e le indicazioni ottimizzate e in una seconda parte che descrive gli scenari LC e LC+ proposti per il PEAP. Gli scenari LC e LC+ sono confrontati con gli scenari REF per valutare la differenza tra una traiettoria che "congela" il mix tecnologico della Baseline 2016 con due traiettorie che evolvono il mix tecnologico per raggiugere (o superare) gli obiettivi UE di decarbonizzazione. I risultati vengono comparati secondo i seguenti parametri: tecnologie per il fabbisogno di calore, tecnologie per i trasporti, tecnologie del sistema elettrico, consumi energetici, FER, emissioni di CO_2, costi.

Nella Figura 15 la visione d'insieme, in termini di emissioni di CO_2 / costo totale annuo, degli scenari elaborati per l'anno 2030 e per l'anno 2050, con prestazioni di decarbonizzazione rispetto al 1990 (a tratteggio rosso). Al fine di confrontare le emissioni di CO_2 e il costo totale annuo tra diversi anni, questi valori sono normalizzati rispetto al numero di abitanti. Gli scenari in grigio sono soluzioni dominate mentre gli scenari in blu sono soluzioni non dominate, queste ultime rappresentanti il fronte di Pareto. Inoltre, la Baseline 2016 è in giallo, gli scenari REF in arancione, gli scenari LC in verde chiaro e gli scenari LC+ in verde scuro. Si può notare che nella fase metodologica 3, la considerazione di altri fattori socio-politici non ha comportato una distanza eccessiva di LC e LC+ dal fronte di Pareto; al 2030 gli scenari LC/LC+ sono più costosi del 4/5% rispetto alle soluzioni ottimali; al 2050 il divario è dell'8/7%.

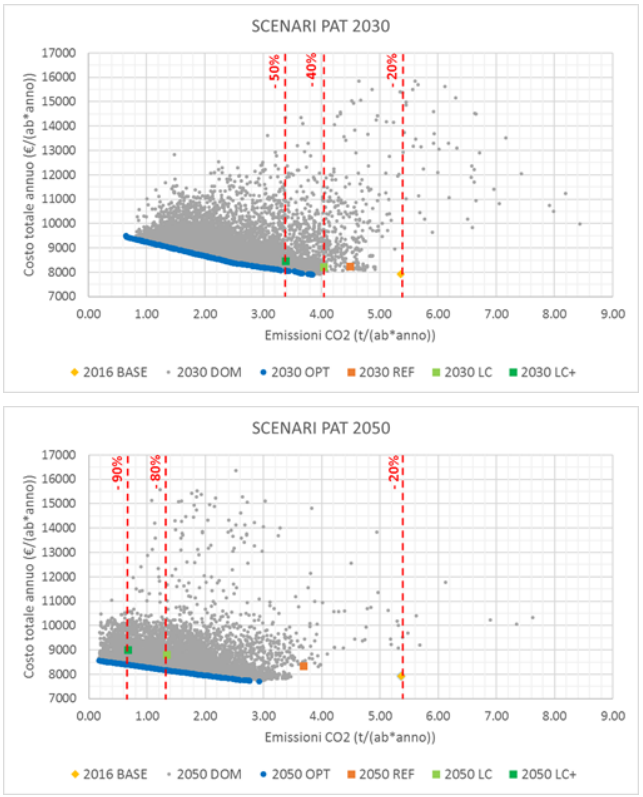


Figura 15: Scenari PAT: risultati per il 2030 e il 2050. BASE = Baseline; DOM = EnergyPLAN+MOEA Dominato; OPT = EnergyPLAN + MOEA Ottimizzato; REF = PEAP Reference; LC = PEAP Low Carbon; LC+ = PEAP Low Carbon +. I risultati di EnergyPLAN+MOEA considerano i vincoli LC. A tratteggio rosso la riduzione delle emissioni di CO_2rispetto al 1990.

4.1 Soluzioni ottimizzate: EnergyPLAN+MOEA

Combinando 6 tecnologie a valore fisso, 4 tecnologie a valore collegato e 14 tecnologie a valore variabile, queste ultime entro i limiti inferiore (LB) e superiore (HB) definiti nell'Appendice 6.3, l'analisi EnergyPLAN+MOEA ha permesso di ottenere fronti di Pareto con scenari ottimizzati, al 2030 e al 2050. Per ogni target temporale sono state eseguite 100 generazioni per raggiungere la convergenza (Figura 16) e sono state valutate 15000 diverse combinazioni di cui 150 rappresentano le soluzioni non dominate del fronte di Pareto.

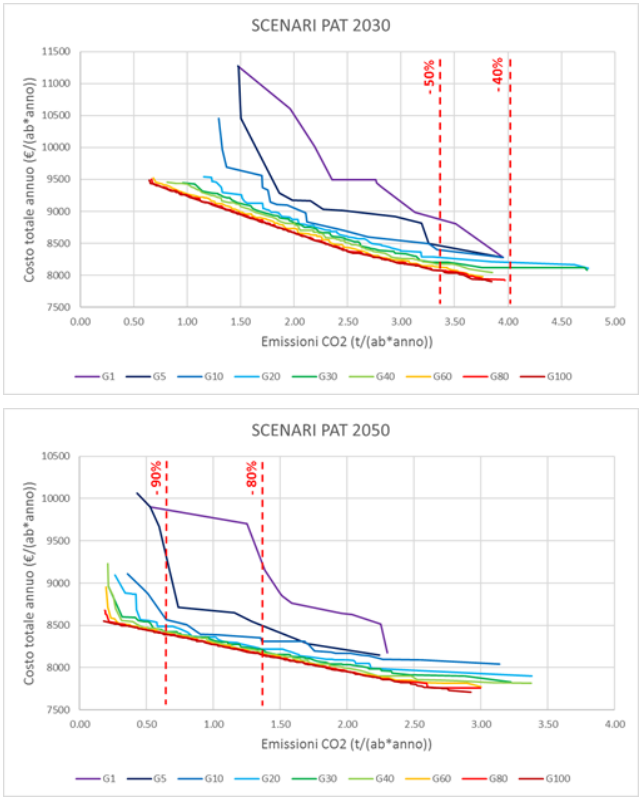


Figura 16: Scenari PAT: progresso del fronte di Pareto durante l'ottimizzazione, rappresentato dalle 100 generazioni eseguite da EnergyPLAN+MOEA per raggiungere la convergenza nel 2030 e nel 2050. I risultati di EnergyPLAN+MOEA considerano i vincoli LC. A tratteggio rosso la riduzione delle emissioni di CO_2 rispetto al 1990.

Analizzando le soluzioni del fronte di Pareto di Figura 15, i risultati tecnologici sono illustrati e confrontati nell'Allegato 6.4.1. I messaggi chiave dell'analisi EnergyPLAN+MOEA, rappresentanti le indicazioni ottimizzate, sono i seguenti:

- SOLUZIONI DEL FRONTE DI PARETO: ogni punto sul fronte di Pareto rappresenta uno scenario che permette di raggiungere un obiettivo di CO_2 al minor costo possibile mediante una combinazione ottimale di tecnologie
- EMISSIONI CO_2 vs COSTO TOTALE ANNUO: al 2030 gli scenari del fronte di Pareto mostrano una riduzione delle emissioni di CO_2 tra il -43 e il -90%, rispetto al 1990, e un costo totale annuo tra il +0/+20%, rispetto al 2016; al 2050 la riduzione delle emissioni di CO_2 tra -57 e -97% è accoppiata con una variazione del costo totale annuo tra il -3/+8%; l'evoluzione tecnologica permetterà di raggiungere obiettivi di CO_2 sempre più ambiziosi a costi comparabili a quelli attuali;

- FABBISOGNO DI CALORE INDIVIDUALE: massima attrattività per caldaie a biomassa a tutti i valori di CO_2, buona per caldaie a gas e solare termico solo ad alti valori di CO_2, incrementale per le pompe di calore al diminuire dei valori di CO_2[9];
- COGENERAZIONE INDIVIDUALE: a tutti i valori di CO_2, buona attrattività per biogas CHP (anche se nei valori limitati del suo potenziale), bassa per gas CHP;
- SETTORE TRASPORTI: buona attrattività per i veicoli convenzionali (ICEV) solo ad alti valori di CO_2, buona per i BEV solo a bassi valori di CO_2, bassa per i FCEV a tutti i valori di CO_2;
- ELETTRIFICAZIONE E SECTOR COUPLING: a bassi valori di CO_2 l'elettricità diventa il vettore energetico più attrattivo, valorizzando la produzione "verde" non solo per i "consumi elettrici puri tradizionali" ma anche nei settori termico (pompe di calore) e trasporti (BEV);
- DECARBONIZZAZIONE DEL FABBISOGNO DI CALORE INDIVIDUALE vs SETTORE TRASPORTI: per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 (tra -40 e -50% di emissioni di CO_2), interventi nel settore termico sono più attrattivi di quelli nel settore trasporti;
- PRODUZIONE ELETTRICA: a tutti i valori di CO_2, massima attrattività per la produzione idroelettrica, bassa per il PV[10];
- STORAGE ELETTRICO: l'uso di storage elettrico (batterie) è attrattivo in molti scenari sia nel 2030 che nel 2050;
- IMPORT/EXPORT ELETTRICO: al 2050, la maggior disponibilità di potenza idroelettrica e la maggior efficienza delle pompe di calore e dei BEV minimizza la domanda di import elettrico per raggiungere elevate riduzioni di CO_2;
- **FER** LOCALI: a tutti i valori di CO_2 massima attrattività per l'ampio utilizzo di idroelettrico locale e biomassa locale[11], a cui si aggiunge a bassi valori di CO_2 l'ampio utilizzo di calore ambientale; l'attrattività del solare locale è limitata all'utilizzo termico e fino a valori del 20% del totale domanda termica individuale.

Come precedentemente descritto, gli scenari ottimizzati e le indicazioni ottimizzate, provenienti dall'analisi EnergyPLAN+MOEA, devono essere combinati, in ambiente EnergyPLAN, con la considerazione delle principali prospettive tecnologiche e con una stima dell'impatto di altri fattori sociopolitici (scelta del consumatore e già esistenti vincoli legislativi e opportunità di incentivazione), per ottenere gli scenari realistici LC e LC+ proposti per il PEAP. Ad esempio, sebbene il fotovoltaico non rappresenti una tecnologia attraente per il sistema energetico PAT, si prevede una crescita considerevole, guidata da già esistenti vincoli normativi e già esistenti opportunità di incentivazione. Lo stesso per la cogenerazione industriale a gas, entro il 2030 è prevista una leggera crescita legata alle già esistenti opportunità di incentivazione, invece, entro il 2050 la coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione dell'UE imporrà una riduzione. Nel settore dei trasporti, l'introduzione dei BEV è prevista già nel 2030, infatti, sebbene in questo momento i BEV non

[9] Il solare termico, nel territorio PAT, è una tecnologia rinnovabile attraente per integrare fino a circa il 20% della domanda termica individuale totale, principalmente nella stagione estiva quando la radiazione solare raggiunge i suoi valori massimi. Tuttavia, il raggiungimento di valori molto bassi nelle emissioni di CO_2 (cioè minori del -80% rispetto al 1990) determina la scelta di tecnologie in grado di fornire energia termica rinnovabile attraente tutto l'anno, in queste condizioni il solare termico diventa una tecnologia perdente rispetto alla pompa di calore.

[10] Il fotovoltaico, nel territorio PAT, è una tecnologia rinnovabile dominata dall'idroelettrico locale e dalle FER dell'elettricità importata, che possono garantire energia rinnovabile più economica. Inoltre, superando la domanda elettrica locale, la produzione idroelettrica locale è massima nel periodo estivo, tra maggio e agosto, proprio quando il fotovoltaico mostrerebbe il massimo rendimento.

[11] In ogni caso, nelle considerazioni legate all'uso della biomassa, non si può prescindere da questioni ambientali legate all'utilizzo della stessa per fini energetici.

siano attraenti, un forte sostegno sarà fornito da già esistenti incentivi. Un altro esempio è legato ai FCEV, a beneficio di un mercato promettente in aggiunta ai già esistenti incentivi per la mobilità sostenibile vengono prese in considerazione anche alcune proprietà rilevanti per la scelta del consumatore, come una maggiore autonomia e tempi di rifornimento più rapidi rispetto ai BEV. Lo studio FIF conferma l'attrattività dei FCEV, sottolineando il fattore della scelta del consumatore e stimando un costo totale di proprietà (TCO) vicino a quello dei BEV, dal +25% nel 2030 al +15% nel 2050.

4.2 Scenari PEAP: tecnologie per il fabbisogno di calore

Partendo dalle tecnologie per il fabbisogno di calore, i risultati sono illustrati in Tabella 7 e in Figura 17.

Innanzitutto, la domanda di riscaldamento diminuisce grazie al miglioramento dell'efficienza dell'involucro dell'edificio, nel 2030 -2/-4% in LC/LC+ e nel 2050 -9/-14% in LC/LC+. Nel riscaldamento individuale, la diffusione delle pompe di calore rappresenta il principale cambiamento tecnologico nel percorso di decarbonizzazione, passando dal 4% della Baseline 2016 all'11/27% in LC/LC+ 2030 e al 43/64% in LC/LC+ 2050. Inoltre, il solare termico e la cogenerazione a biogas aumentano, ma leggermente, mentre le caldaie a biomassa sono mantenute stabili. Tra i combustibili fossili, l'uso del gas rappresenta un ponte tra un sistema energetico dominato dai combustibili fossili (2016) e un sistema energetico dominato da FER (2050): (I) le prospettive per il CHP industriale a gas mostrano una leggera crescita al 2030 e poi una riduzione al 2050, (II) le prospettive per le caldaie a gas mostrano una stabilità in LC 2030 mentre è prevista una riduzione in LC 2050, LC+ 2030 e LC+ 2050. L'uso di caldaie a gasolio e GPL è visto come perdente, dal punto di vista ambientale, di efficienza e di costi, con un forte calo al 2030, per poi essere assente nel 2050. Infine, per scelta del gruppo di lavoro PEAP, il settore del teleriscaldamento rimane invariato, mantenendo stabile il 3% del fabbisogno totale di calore PAT.

Tabella 7: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: Scenari PEAP settore termico.

TWh/anno	2016	2030			2050		
	BASELINE	REF	LC	LC+	REF	LC	LC+
EFF. ENERG. INVOLUCRO ED.	**0.94**	**1.04**	**1.15**	**1.31**	**1.14**	**1.36**	**1.70**
FABBISOGNO DI CALORE	**7.24**	**7.22**	**7.12**	**6.97**	**6.89**	**6.62**	**6.22**
Solare termico	0.15	0.15	0.20	0.24	0.14	0.27	0.36
Pompa di calore	0.28	0.28	0.76	1.86	0.27	2.86	4.00
CHP biogas th	0.02	0.02	0.03	0.04	0.02	0.04	0.04
CHP/Indiv gas th	1.09	1.09	1.33	1.25	1.04	0.80	0.47
Boiler/Indiv gasolio	0.68	0.68	0.03	0.03	0.65	0.00	0.00
Boiler/Indiv GPL	0.18	0.17	0.01	0.01	0.17	0.00	0.00
Boiler/Indiv gas	3.43	3.43	3.38	2.18	3.27	1.37	0.15
Boiler/Indiv biomassa	1.17	1.17	1.15	1.13	1.12	1.07	1.01
CHP/DH biomassa th	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.06
CHP/DH gas th	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.09	0.09
Boiler/DH biomassa	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Boiler/DH gas	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.03
Boiler/DH gasolio	0.004	0.004	0.004	0.004	0.003	0.003	0.003

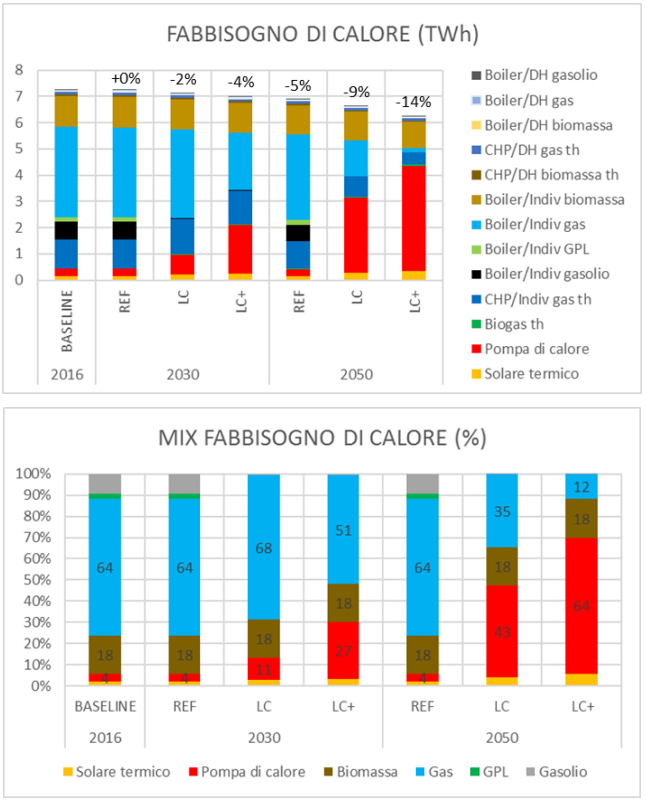


Figura 17: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: Scenari PEAP settore termico.

4.3 Scenari PEAP: tecnologie per i trasporti

I risultati del settore trasporti sono illustrati in Tabella 8 e in Figura 18. Per un'analisi più dettagliata di quella di EnergyPLAN+MOEA, sono state prese in considerazione anche le tecnologie ibride HEV e PHEV.

Innanzitutto, nonostante la crescita del parco veicoli e del numero di km percorsi, la domanda di energia per i trasporti diminuisce in modo significativo con il passaggio alla mobilità elettrica e a idrogeno (ma anche grazie a ICEV sempre più efficienti), nel 2030 -21/-27% in LC/LC+ e nel 2050 -65/-67% in LC/LC +. Per quanto riguarda la mobilità elettrica, la crescita prevista va dal 2% del consumo di energia per trasporto nella Baseline 2016 al 6/9% in LC/LC+ 2030 e al 42/48% in LC/LC+ 2050. La mobilità a idrogeno, assente nella Baseline 2016, è prevista su base sperimentale in piccole “captive fleets” allo 0.4/0.6% in LC/LC+ 2030, per poi trovare un ampio mercato e raggiungere una quota importante al 21/27% in LC/LC+ 2050.

Tabella 8: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: Scenari PEAP settore trasporti.

1000 veicoli/anno	2016	2030			2050		
	BASELINE	REF	LC	LC+	REF	LC	LC+
PARCO VEICOLI	**730**	**781**	**781**	**781**	**829**	**829**	**829**
ICEV (Internal Combustion Engine Vehicle)	675	721	582	509	766	105	54
HEV (Hybrid Electric Vehicle)			46	48		25	25
PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle)			43	77		132	91
BEV (Battery Electric Vehicle)	56	59	106	142	63	440	503

FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle)			4	5		127	156

TWh/anno	2016	2030			2050		
	BASELINE	REF	LC	LC+	REF	LC	LC+
CONSUMI TRASPORTI	**5.08**	**4.27**	**3.99**	**3.72**	**3.42**	**1.79**	**1.66**
Trasporti elettricità	0.12	0.10	0.24	0.35	0.09	0.75	0.79
Trasporti H2	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.37	0.45
Trasporti petrolio	4.96	4.17	3.74	3.35	3.33	0.67	0.41

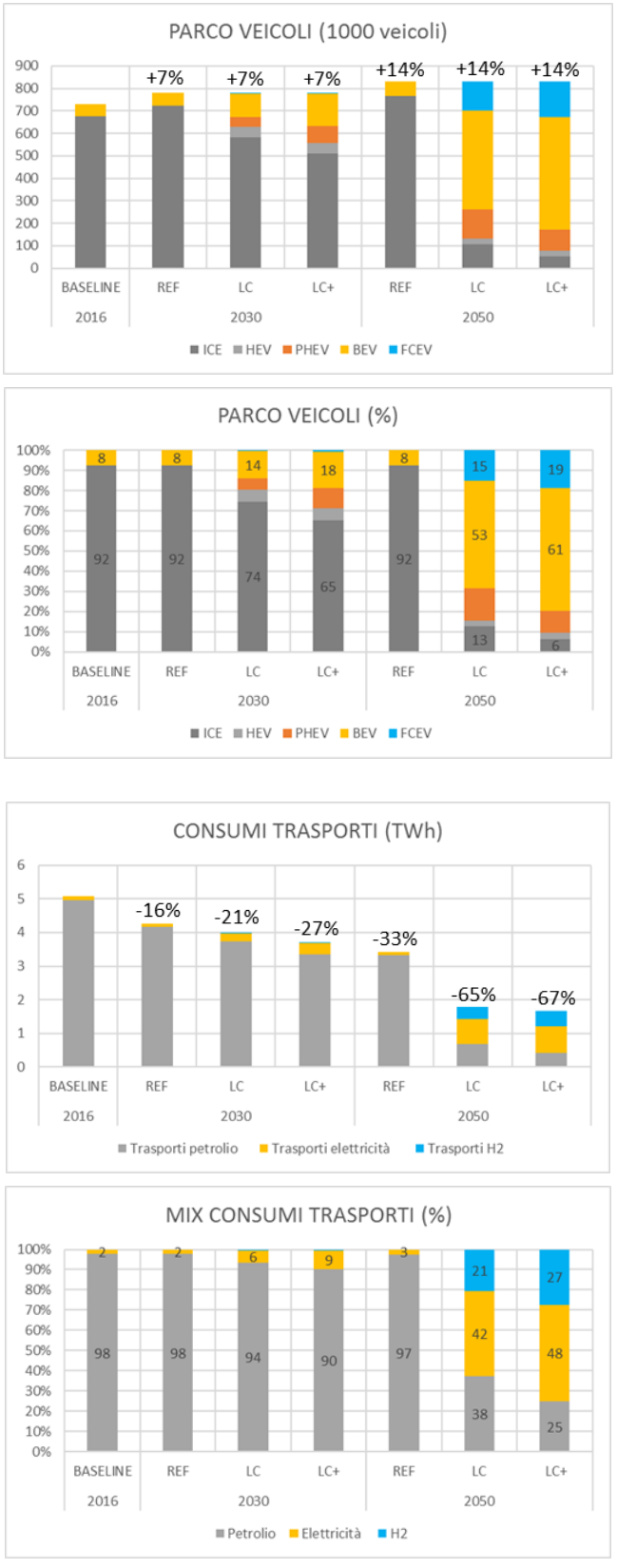


Figura 18: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: Scenari PEAP settore trasporti.

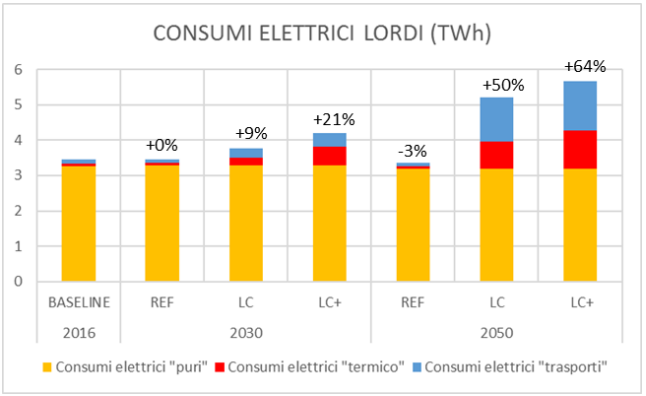
4.4 Scenari PEAP: tecnologie del sistema elettrico

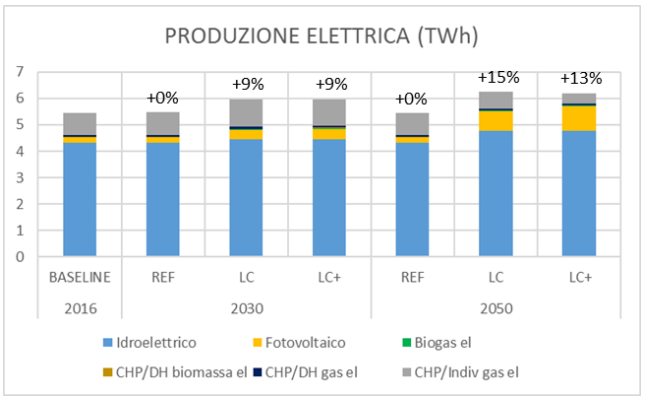
La forte crescita prevista per pompe di calore, veicoli elettrici e veicoli a idrogeno aumenta l'importanza del settore elettrico. Pertanto, i risultati illustrati in Tabella 9 e in Figura 19 devono essere analizzati con particolare attenzione.

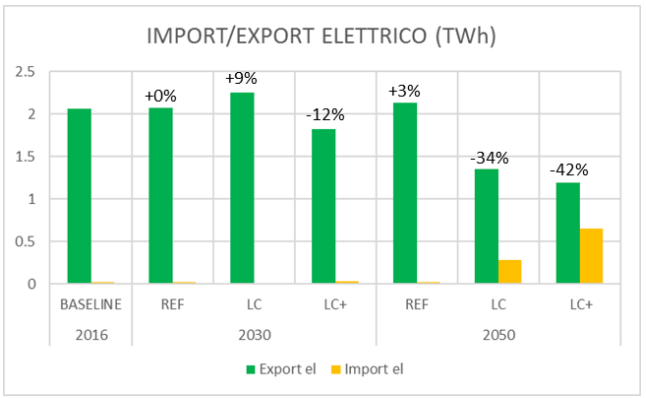
Innanzitutto, l'aumento del consumo lordo di elettricità generato dalle pompe di calore e dalla mobilità elettrica/idrogeno è valutato in +9/+21% in LC/LC+ 2030 e +50/+64% in LC/LC+ 2050. Durante lo stesso periodo, la crescita della produzione elettrica è molto più bassa, nel 2030 +9% in LC/LC+ e nel 2050 +15/+13% in LC/LC+. Tuttavia, in tutti gli scenari LC e LC+ la produzione annuale rimane superiore al consumo annuale. La crescita più significativa è per il fotovoltaico, mentre l'idroelettrico e la cogenerazione a biogas mostrano un aumento minore legato alla disponibilità limitata delle rispettive FER. Inoltre, la cogenerazione connessa a teleriscaldamento è stabile, per scelta del gruppo di lavoro PEAP, mentre la cogenerazione industriale a gas aumenta leggermente entro il 2030 per poi ridursi al 2050. Nell'ottimizzare l'autoconsumo di risorse locali, è prevista una prospettiva interessante per lo storage elettrico, come "riserva di energia" accoppiata al fotovoltaico, grazie a una prevista riduzione dei costi e agli incentivi (nel 2030 una capacità di 46/79 MWh in LC/LC+, nel 2050 una capacità di 290/483 MWh in LC/LC+). Infine, mentre l'equilibrio tra import ed export vede piccole variazioni nel 2030, nel 2050 l'elevata elettrificazione dei settori termico e dei trasporti comporta un calo dell'export e un aumento dell'import.

Tabella 9: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: Scenari PEAP settore elettrico.

TWh/anno	2016	2030			2050		
	BASELINE	REF	LC	LC+	REF	LC	LC+
CONSUMI ELETTRICI LORDI	**3.46**	**3.46**	**3.76**	**4.20**	**3.36**	**5.2**	**5.66**
Consumi elettrici "puri"	3.25	3.28	3.28	3.28	3.2	3.2	3.2
Consumi elettrici "termico"	0.09	0.08	0.22	0.54	0.07	0.76	1.07
Consumi elettrici "trasporti"	0.12	0.1	0.26	0.38	0.09	1.24	1.39
PRODUZIONE ELETTRICA	**5.46**	**5.48**	**5.97**	**5.96**	**5.45**	**6.26**	**6.19**
Idroelettrico	4.32	4.32	4.45	4.45	4.32	4.76	4.76
Fotovoltaico	0.18	0.18	0.35	0.40	0.19	0.74	0.93
CHP biogas el	0.02	0.02	0.02	0.03	0.02	0.03	0.03
CHP/Indiv gas el	0.85	0.86	1.05	0.99	0.83	0.64	0.37
CHP/DH biomassa el	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
CHP/DH gas el	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.07
OPERATIVITA' STORAGE	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.01**	**0.00**	**0.06**	**0.08**
IMPORT/EXPORT ELETTRICO	**2.04**	**2.05**	**2.24**	**1.79**	**2.11**	**1.07**	**0.54**
Export el	2.06	2.07	2.25	1.82	2.13	1.35	1.19
Import el	0.02	0.02	0.01	0.03	0.02	0.28	0.65







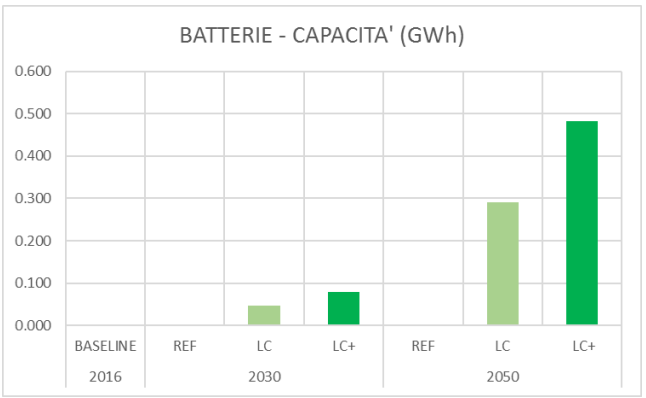
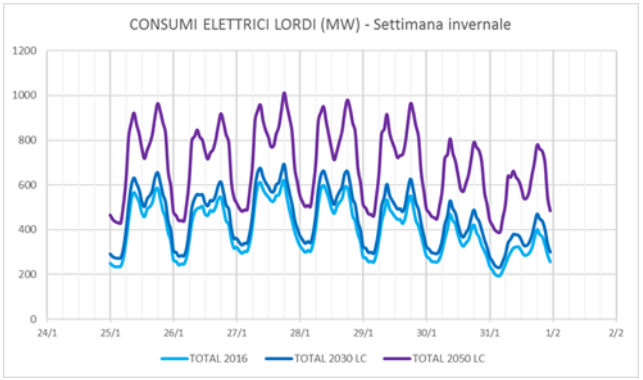


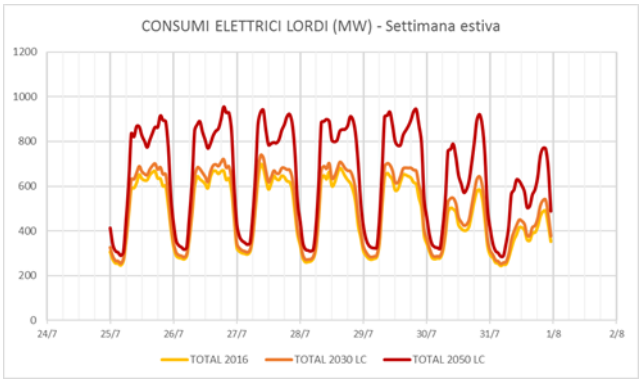
Figura 19: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: Scenari PEAP settore elettrico.

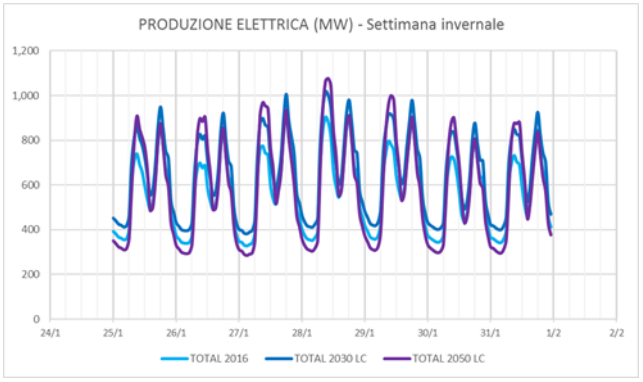
Data l'importanza del settore elettrico, è stata eseguita un'analisi in potenza. I dati di output di EnergyPLAN consentono un'analisi dei profili orari nella rete elettrica e della potenza oraria massima raggiunta da consumo, produzione, import ed export. È anche importante valutare la crescente operatività dello storage elettrico, una tecnologia chiave per migliorare l'equilibrio tra produzione locale e consumo locale. I risultati sono illustrati in Figura 20, Tabella 10 e Figura 21.

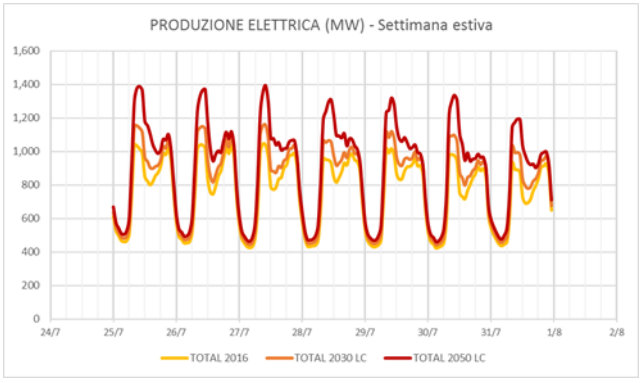
In Figura 20 emergono interessanti considerazioni confrontando i profili orari della domanda e della produzione di elettricità, della Baseline 2016 con quelli di LC nel 2030 e nel 2050, in inverno e in estate. La domanda di elettricità mostra un importante aumento della potenza oraria legata all'elettrificazione della domanda termica (pompe di calore) e dei trasporti (PHEV, BEV, FCEV). L'aumento è più marcato nel periodo invernale (maggiore richiesta termica) e nei picchi della domanda termica (ACS, fasce 7-8 e 20-21) e della ricarica dei veicoli elettrici (fasce 7-11 e 17-21). I massimi aumenti di potenza sono previsti nelle fasce già critiche per la domanda elettrica "pura" (7-11 e 17-20). Ad esempio, il giorno 27/1, mercoledì, alle 18, si passa da un picco di 619 MW nel 2016 a 1011 MW nel LC 2050. La produzione di elettricità mostra un aumento più limitato delle potenze orarie. Infatti, se da un lato aumentano le produzioni fotovoltaica e idroelettrica, dall'altro diminuisce la produzione da cogenerazione. L'aumento è più marcato nel periodo estivo, corrispondente alla maggiore produzione fotovoltaica e idroelettrica, in particolare nelle ore centrali della giornata per il fotovoltaico e nelle fasce 7-11 e 17-20 per l'idroelettrico. Ad esempio, il giorno 27/1, mercoledì, alle 10, si passa da un picco di 1042 MW nel 2016 a 1394 MW nel LC 2050. Nel differenziale tra produzione e consumo ci sono condizioni di marcata necessità di import in inverno, specialmente al mattino intorno alle 6-7 e alla sera intorno alle 21, ed export in estate, in particolare intorno alle 11. Ad esempio, (I) il giorno 27/1, mercoledì, alle 6, si passa da un picco di -34 MW nel 2016 a -339 MW nel LC 2050, (II) il giorno 30/7, sabato, alle 11, si passa da un picco di 458 MW nel 2016 a 576 MW nel LC 2050.

Passando alla Tabella 10 e alla Figura 21, emergono interessanti considerazioni confrontando le potenze orarie massime (MW) della Baseline 2016 con quelle degli scenari LC 2030 e LC 2050. Nel consumo lordo di elettricità è previsto un forte aumento della potenza richiesta per ricaricare veicoli elettrici (25-71-256), per le pompe di calore (35-90-313) e per l'elettrolisi (0-5-102). Nello stesso periodo è previsto un forte aumento anche per il fotovoltaico (102-202-432) e per lo storage elettrico (0-23-145). Nel bilancio orario locale tra potenze di produzione e potenze di consumo è previsto un aumento sia della potenza richiesta per l'export (860-931-954) sia per l'import (179-184-332). Considerando l'import e l'export, la potenza di scambio con la rete nazionale dovrà aumentare di almeno l'11% tra il 2016 e il 2050. Ciò rappresenta un risultato importante di questo studio, suggerendo un basso impatto degli scenari di elettrificazione sulla capacità di scambio elettrico con la rete nazionale. Tuttavia, questi dati rappresentano solo una prima indicazione dell'impatto sulla rete elettrica della forte elettrificazione prevista nel sistema energetico della PAT. Analisi più dettagliate, che valutino anche i parametri di qualità (ad es. tensione e frequenza), sono raccomandate, particolarmente nelle aree ad alta urbanizzazione.


CONSUMI ELETTRICI LORDI (MW) - Settimana invernale
1200
1000
800
600
400
200
0
24/1
25/1
26/1
27/1
28/1
29/1
30/1
31/1
1/2
2/2
TOTAL 2016
TOTAL 2030 LC
TOTAL 2050 LC


CONSUMI ELETTRICI LORDI (MW) - Settimana estiva
1200
1000
800
600
400
200
0
24/7
25/7
26/7
27/7
28/7
29/7
30/7
31/7
1/8
2/8
TOTAL 2016
TOTAL 2030 LC
TOTAL 2050 LC


PRODUZIONE ELETTRICA (MW) - Settimana invernale
1,200
1,000
800
600
400
200
0
24/1
25/1
26/1
27/1
28/1
29/1
30/1
31/1
1/2
2/2
TOTAL 2016
TOTAL 2030 LC
TOTAL 2050 LC


PRODUZIONE ELETTRICA (MW) - Settimana estiva
1,600
1,400
1,200
1,000
800
600
400
200
0
24/7
25/7
26/7
27/7
28/7
29/7
30/7
31/7
1/8
2/8
TOTAL 2016
TOTAL 2030 LC
TOTAL 2050 LC

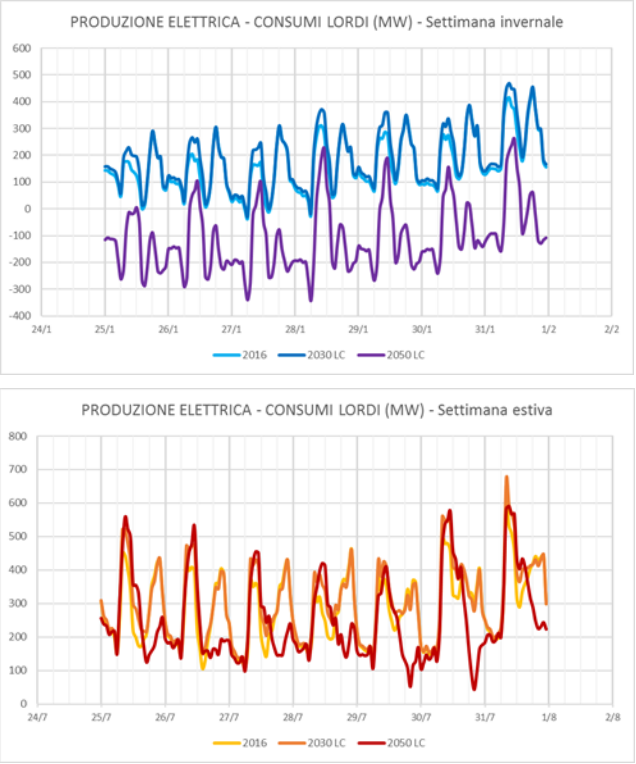


Figura 20: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: Scenari PEAP focus profili orari su rete elettrica.

Tabella 10: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: Scenari PEAP focus potenza oraria massima su rete elettrica.

MW MAX	2016	2030			2050		
	BASELINE	REF	LC	LC+	REF	LC	LC+
CONSUMI ELETTRICI LORDI							
Consumi elettrici "puri"	740	746	746	746	728	728	728
Ricarica veicoli elettrici	25	21	71	110	18	256	271
Pompa di calore	35	34	90	222	29	313	437
Elettrolisi	0	0	5	6	0	102	126
PRODUZIONE ELETTRICA							
Fotovoltaico	102	106	202	232	109	432	540
Idroelettrico	1122	1122	1155	1155	1122	1237	1237
CHP	417	421	500	475	400	324	215
OPERATIVITA' STORAGE							
Batterie	0	0	23	40	0	145	242
IMPORT/EXPORT ELETTRICO							
Export el	860	863	931	884	868	954	995
Import el	179	179	184	211	167	332	506

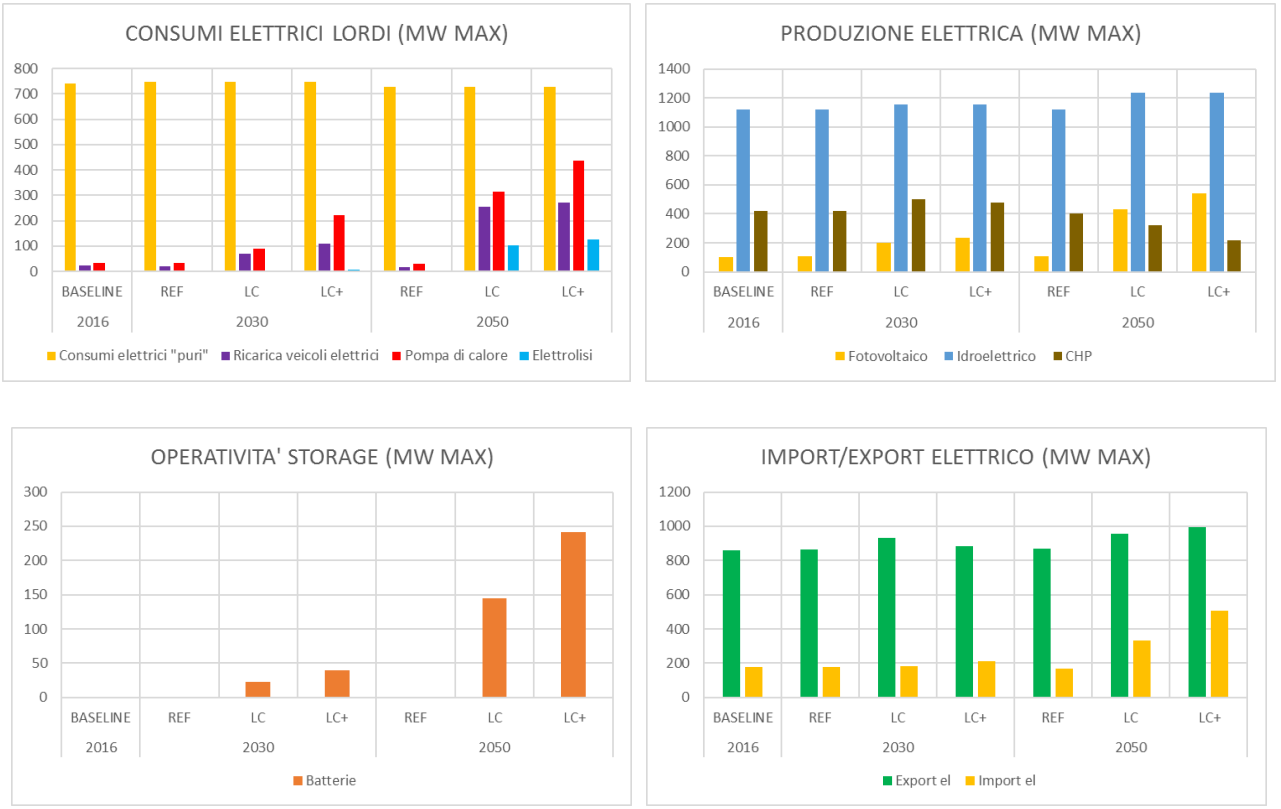


Figura 21: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: Scenari PEAP focus potenza oraria massima su rete elettrica.

4.5 Scenari PEAP: consumi energetici, FER ed emissioni di CO_2

Guardando gli scenari PEAP nel loro complesso, l'utilizzo di tecnologie via via più efficienti determina una progressiva riduzione dei consumi energetici primari. Rispetto alla Baseline 2016, negli scenari LC/LC+ si assiste ad un calo del -16/-19% al 2030 che si porta al -37/-40% al 2050 (Tabella 11 e Figura 22).

Nel mix di fornitura energetica del territorio trentino si assiste ad un forte aumento delle fonti rinnovabili a scapito delle fonti fossili (Tabella 11 e Figura 22). Tra le fonti fossili, nella fase di transizione del 2030, il gas rimane stabile in LC e in leggero calo in LC+ (-22%) mentre, nel successivo periodo 2030-2050, subisce un forte calo. Al 2050 il consumo di gas è previsto in calo del -53% in LC e del -80% in LC+, sopravanzato nel settore termico dalle pompe di calore e via via limitato nel suo utilizzo per cogenerazione industriale. I prodotti petroliferi (gasolio da riscaldamento, diesel e benzina per mobilità) sono previsti in forte calo già al 2030 (-35/-41% in LC/LC+), ancor più al 2050 (-88/-93% in LC/LC+). Le motivazioni di questo forte calo sono la perdita via via totale del mercato del riscaldamento, l'efficientamento dei veicoli a combustione e l'aumento della quota di veicoli elettrici/idrogeno. Tra le fonti rinnovabili l'aumento più consistente è per il calore ambientale seguito dal solare, rimangono invece stabili l'idrico e la biomassa; l'import elettrico beneficia di una quota crescente di fonti rinnovabili nel mix nazionale. Se già al 2016 la PAT era ben posizionata in termini di quota FER, con il 35% della fornitura (il valore nazionale è del 18%), al 2030 questo valore sale al 41/49% in LC/LC+. Al 2050 la PAT si pone ad un passo dall'autosufficienza energetica basata su FER, in LC viene raggiunto il 72% in LC+ l'86%.

L'efficientamento energetico e l'aumento delle fonti rinnovabili contribuiscono alla riduzione delle emissioni di CO_2 (Tabella 11 e Figura 22). Conformemente agli obiettivi già illustrati nel paragrafo 3.2, gli scenari LC

permettono di raggiungere gli Obiettivi Energia e Clima UE, -40% al 2030 e -80% al 2050 (rispetto al 1990), mentre gli scenari LC+, seguendo una traiettoria "TECH RAPID", si portano al -50% al 2030 e al -90% al 2050.

Tabella 11: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: Scenari PEAP consumi energetici, FER ed emissioni di CO_2.

	1990	2016	2030			2050		
		BASELINE	REF	LC	LC+	REF	LC	LC+
BILANCIO ENERGETICO								
FORNITURA (TWh/anno)	14.37	19.09	17.84	17.60	16.67	16.35	13.62	12.82
FORNITURA (kWh/ab*anno)	32230	35473	30936	30514	28908	26680	22227	20927
Variazione 1990 (%)		10.06	-4.01	-5.33	-10.31	-17.22	-31.04	-35.07
Variazione 2016 (%)			-12.79	-13.98	-18.51	-24.79	-37.34	-41.01
CONSUMI ENERGETICI PRIMARI (TWh/anno)		17.05	15.78	15.35	14.85	14.22	12.30	11.69
CONSUMI ENERGETICI PRIMARI (kWh/ab*anno)		31675	27361	26619	25754	23207	20067	19085
Variazione 2016 (%)			-13.62	-15.96	-18.69	-26.74	-36.65	-39.75
FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI (FER)								
Quota FER (% della FORNITURA)	19.1	34.8	36.8	41.2	48.6	39.4	71.7	85.6
EMISSIONI CO_2								
Emissioni CO_2 (Mt/anno)	3.01	2.89	2.59	2.33	1.95	2.26	0.82	0.41
Emissioni CO_2 (t/(ab*anno))	6.75	5.36	4.50	4.04	3.37	3.69	1.34	0.67
Variazione 1990 (%)		-20.50	-33.34	-40.07	-50.00	-45.31	-80.11	-90.13
Variazione 2016 (%)			-16.15	-24.61	-37.11	-31.20	-74.98	-87.58

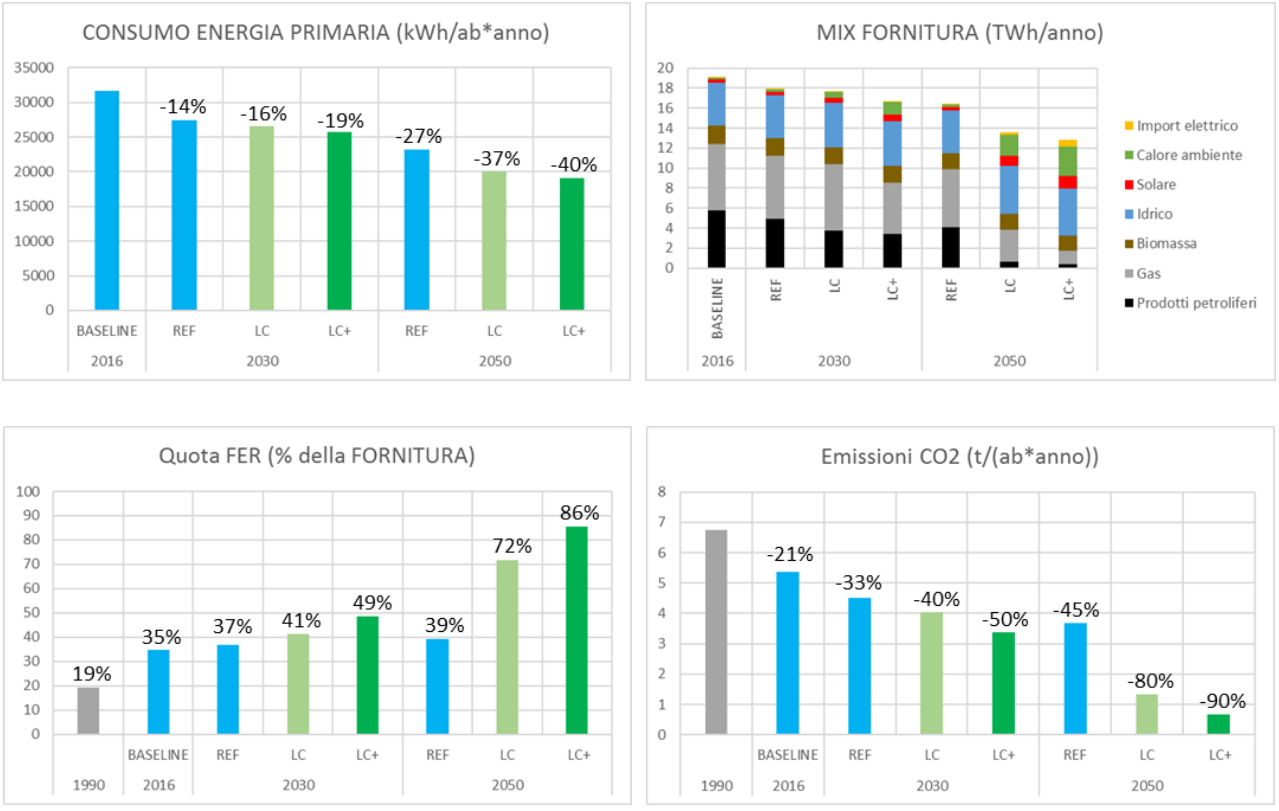


Figura 22: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: Scenari PEAP consumi energetici, FER ed emissioni di CO_2.

4.6 Scenari PEAP: analisi economica

La fattibilità economica e gli impatti sull'economia trentina derivanti della transizione tecnologica intrapresa negli scenari LC e LC+ sono stati dettagliatamente analizzati dal software EnergyPLAN. I risultati sono illustrati in Tabella 12 e in Figura 23.

Un primo messaggio chiave è che l'evoluzione degli scenari REF, LC e LC+ presenta costi totali annui simili e prossimi alla Baseline 2016. Infatti, al 2030 l'aumento dei costi totali annui è contenuto al +4% in REF e LC, al +7% in LC+. Al 2050 il discostamento dalla Baseline 2016 aumenta leggermente fino al +5% in REF, al +11% in LC e al +14% in LC+.

Nonostante questo leggero aumento dei costi totali annui, scorporandone le voci di costo (costo vettori energetici, costo operativo e costo d'investimento) emerge un secondo messaggio chiave: negli scenari LC e LC+ aumentano gli investimenti nell'efficienza degli edifici e nelle tecnologie rinnovabili mentre diminuisce la spesa per l'import di fonti energetiche (prodotti petroliferi e gas): l'impatto sull'economia trentina è fortemente positivo.

Infine, un terzo messaggio chiave è che dall'analisi dei costi di investimento emerge un Δ annuo degli scenari LC e LC+ rispetto al REF di 97/174 M€ nel 2016-2030, 425/574 M€ nel 2030-2050. Questo significa che la transizione energetica necessita di incentivi pubblici e investimenti privati via via crescenti all'aumentare degli obiettivi, questi incentivi/investimenti sono però compensati da minori costi per i vettori energetici importati e benefici per l'economia e la forza lavoro locali.

Tabella 12: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: Scenari PEAP analisi economica.

	1990	2016	2030			2050		
		BASELINE	REF	LC	LC+	REF	LC	LC+
COSTI								
Costo vettori energetici (M€/anno)		1669	1953	1727	1701	2042	1541	1531
Costo prodotti petroliferi (M€/anno)		727	891	574	515	902	95	58
Costo gas (M€/anno)		451	556	469	369	636	227	98
Costo import elettrico (M€/anno)		1	2	1	2	2	25	61
Costo totale import energetico (M€/anno)		1179	1449	1044	886	1540	347	217
Costo totale import energetico (€/(ab*anno))		2191	2513	1810	1536	2513	566	354
Variazione 2016 (%)			14.71	-17.35	-29.86	14.74	-74.15	-83.83
Costo operativo (M€/anno)		454	474	506	519	491	611	608
Costo investimento (M€/anno)		2143	2318	2512	2666	2583	3240	3384
COSTO TOTALE ANNUO (M€/anno)		4266	4745	4745	4886	5116	5392	5523
COSTO TOTALE ANNUO (€/(ab*anno))		7926	8229	8228	8473	8350	8801	9014
Variazione 2016 (%)			3.82	3.81	6.89	5.34	11.03	13.72

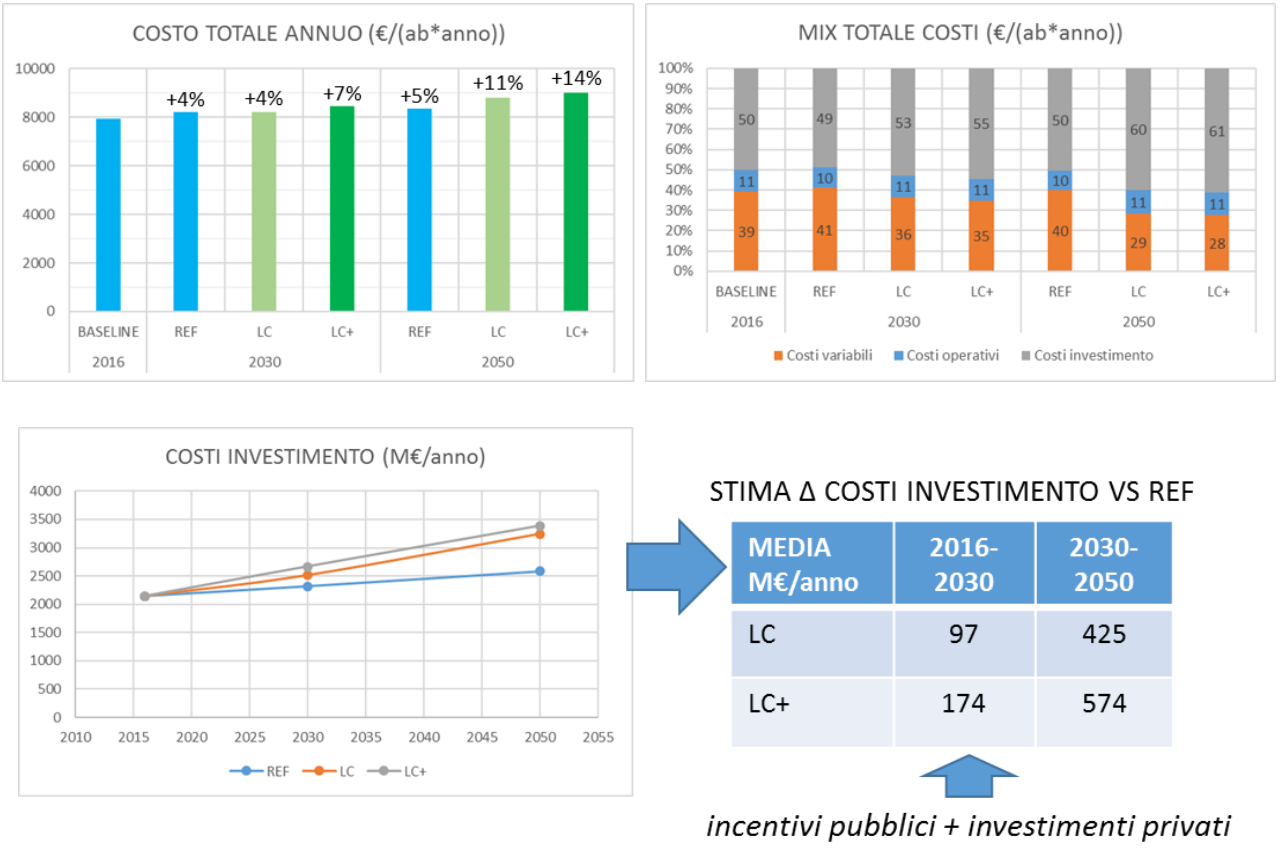


Figura 23: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: Scenari PEAP analisi economica.

I benefici per l'economia trentina sono ben illustrati in Figura 24: mentre lo scenario REF mantiene una forte dipendenza dall'economia estera mediante un'alta percentuale del costo totale annuo dedicato all'importazione di vettori energetici, dal 28% della Baseline 2016 al 31% del 2030 al 30% del 2050, gli scenari LC/LC+ vedono questa quota calare sensibilmente al 22/18% al 2030 e al 6/4% al 2050. Al 2050 il sistema energetico trentino è quasi svincolato dai vettori energetici esteri con la quasi totalità dei costi che rimangono nel territorio trentino mediante spesa per vettori energetici locali, costi operativi e costi d'investimento. Tutto questo determina benefici per l'economia e la forza lavoro locali.

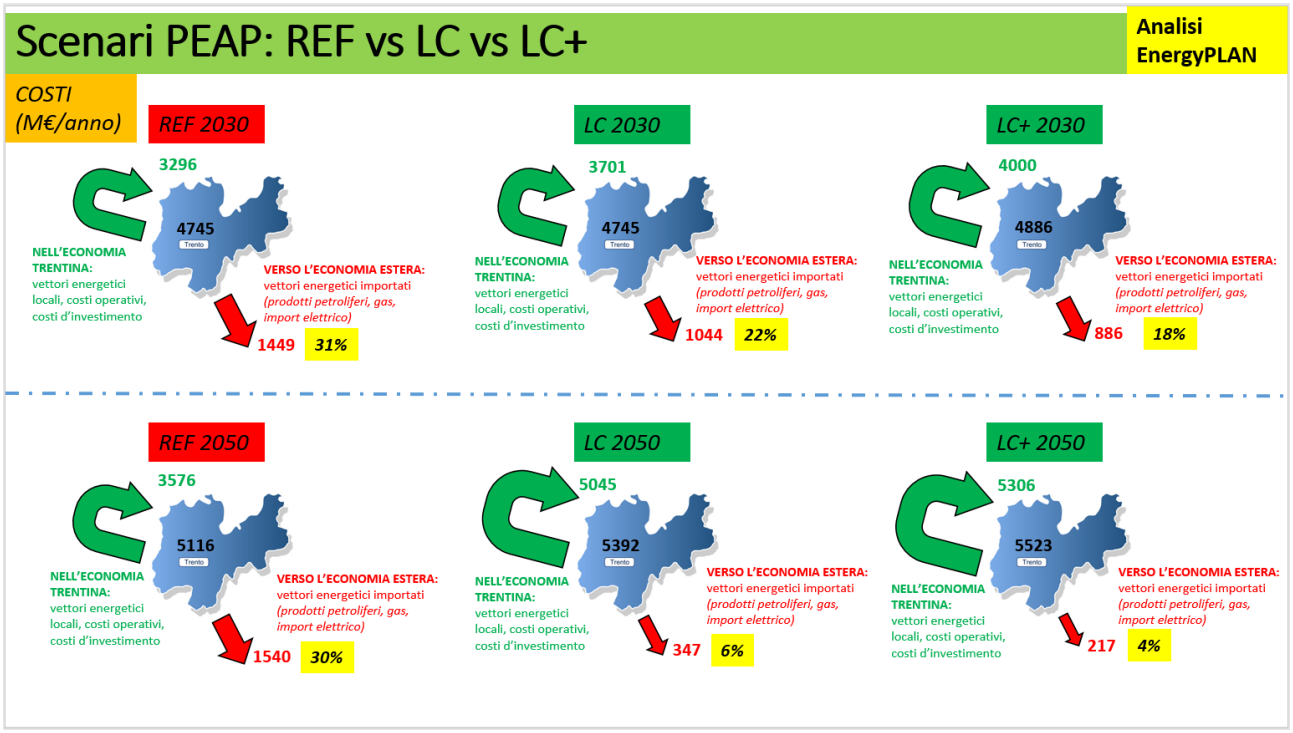


Figura 24: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: Scenari PEAP benefici per l'economia trentina.

5 Conclusioni

Questo studio descrive la realizzazione di un piano di decarbonizzazione a scala provinciale adottando una visione integrata del sistema energetico e un approccio dinamico nell'equilibrio tra produzione e consumo. Inoltre, lo studio propone di combinare il software EnergyPLAN, per sviluppare scenari integrati e dinamici, con algoritmi evolutivi a multi-obiettivo (MOEA), per identificare soluzioni ottimizzate sia in termini di emissioni di CO_2 che di costi totali annui. Infatti, la progettazione di scenari energetici può essere formulata come un problema di ottimizzazione a multi-obiettivo.

Pertanto, la novità metodologica di questo lavoro è l'analisi dei futuri scenari energetici con un quadro che considera i profili orari, l'integrazione intelligente dei diversi settori energetici (elettrico, termico, trasporti) e le opzioni di storage, l'integrazione dell'ottimizzazione multi-obiettivo e l'analisi dei percorsi di transizione. Questi aspetti sono innovativi considerando che l'analisi standard degli scenari energetici si basa su bilanci annuali, non considera il sector coupling e manca di un'ottimizzazione adeguata. Gli scenari proposti non solo soddisfano gli obiettivi futuri in termini di emissioni di CO_2, efficienza energetica e utilizzo delle FER, ma identificano anche come sarà possibile raggiungerli con costi minimi, ciò comporta importanti vantaggi per l'economia e la forza lavoro locali.

Il caso studio è rappresentato dalla Provincia Autonoma di Trento (PAT), identificando le "indicazioni ottimizzate" da combinare con altri fattori socio-politici per sviluppare "scenari a basse emissioni di carbonio economicamente attrattivi e realistici" (LC, LC+) per gli anni 2030 e 2050. La visione integrata risulta strategica nell'applicare soluzioni di accoppiamento settoriale tra l'elevata produzione di energia elettrica locale (in particolare idroelettrica), la domanda termica (attraverso le pompe di calore) e la domanda di trasporto (attraverso la mobilità elettrica). Inoltre, anche l'analisi dinamica risulta strategica per valutare accuratamente l'abbinamento tra profili di consumo e profili di produzione, una sfida nella crescita di FER variabili e non programmabili (come l'idrico e il solare).

Un'analisi tecno-ambientale dettagliata ha definito in che modo il miglioramento dell'efficienza energetica, l'aumento dell'integrazione delle FER e il sector coupling possono contribuire a una significativa riduzione delle emissioni di CO_2. Gli scenari LC consentono il raggiungimento degli obiettivi energetici e climatici dell'UE, -40% al 2030 e -80% al 2050 (rispetto al 1990), mentre gli scenari LC+, a seguito di una traiettoria "TECH RAPID", portano a -50% al 2030 e -90% al 2050.

In aggiunta, l'analisi tecno-economica ha individuato solo lievi aumenti del costo totale annuo (fino al 14% in LC+ 2050 rispetto alla Baseline 2016). Inoltre, la ripartizione dei costi evidenzia un fatto significativo: il sistema energetico PAT può essere pressoché privo di vettori energetici esteri (petrolio, gas) con quasi tutti i costi che rimangono nel territorio PAT per spese relative a vettori energetici locali, costi operativi e costi di investimento. Tutto ciò porta vantaggi per l'economia e la forza lavoro locali. Nel costo totale annuo, gli scenari LC/LC+ riducono la quota dedicata all'importazione di vettori energetici dal 28% della Baseline 2016 al 22/18% nel 2030 e al 6/4% nel 2050.

Nel complesso, i risultati di questo studio abilitano l'identificazione di politiche "su misura" per il territorio trentino, che potrebbero indirizzare una profonda decarbonizzazione, in maniera moderata (LC) o rapida (LC+), verso percorsi ottimizzati, dal punto di vista tecnico, economico e sociale.

6 Appendici

6.1 Caratteristiche tecniche, economiche e ambientali delle tecnologie e dei vettori energetici

6.1.1 Mix produzione elettrica rete nazionale

ANNO	Carbone (%)	Prodotti petroliferi (%)	Gas (%)	Rinnovabili & Nucleare (%)	Fonte dati
2016	15.47	3.93	37.97	42.63	GSE
2030	0.00	0.66	43.94	55.40	PNIEC*
2050	0.00	0.00	12.00	88.00	PNIEC*

Efficienza di generazione elettrica da combustibili fossili considerata pari al 42% nel 2016, al 53% nel 2030 e al 56% nel 2050 (fonte: GSE, PNIEC)

*PNIEC: Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima – autore: MISE (versione 31.12.2018)

6.1.2 Efficienza

Tecnologia	2016	2030	2050	Fonte dati
Idroelettrico (kWh/kW)	2664	2664	2664	GSE
PV piccola taglia (kWh/kW)	1014	1055	1076	Terna/IEA
Solare termico piccola taglia (kWh/m2)	678	705	720	IEA
Boiler gasolio individuale	0.83	0.87	0.88	IEA
Boiler gas individuale	0.93	0.97	0.98	IEA
Boiler biomassa individuale	0.75	0.78	0.80	IEA
CHP individuale gas/biogas (el)	0.35	0.38	0.40	IEA
CHP individuale gas/biogas (th)	0.45	0.48	0.50	IEA
Pompa di calore individuale (SPF)	3.13	3.44	3.75	IEA
CHP DH gas piccola taglia (el)	0.35	0.38	0.40	IEA
CHP DH gas piccola taglia (th)	0.45	0.48	0.50	IEA
CHP DH biomassa piccola taglia (el)	0.16	0.18	0.20	IEA
CHP DH biomassa piccola taglia (el)	0.64	0.67	0.70	IEA
Boiler DH	0.90	0.94	0.95	IEA
Perdite teleriscaldamento (%)	24	20	10	AIRU
Perdite rete elettrica (%)	4.05	3.77	3.40	Terna
Elettrolizzatore alcalino (%)	70.62	72.17	75.35	IEA
ICEV/HEV rifornimento (%)	100	100	100	IEA
H2 rifornimento (%)	80	80	80	FIF
BEV/PHEV ricarica (%)	100	100	100	FIF
Veicolo ICEV gasolio (kWh/km)	0.554	0.442	0.336	FIF
Veicolo ICEV benzina (kWh/km)	0.633	0.478	0.344	FIF
Veicolo ICEV gas (kWh/km)	0.601	0.453	0.325	FIF
Veicolo HEV (kWh/km)	0.512	0.403	0.303	FIF

Veicolo PHEV (kWh/km) - cons. comb. (20%)	0.511	0.414	0.325	FIF
Veicolo PHEV (kWh/km) - cons. el. (80%)	0.165	0.133	0.106	FIF
Veicolo BEV (kWh/km)	0.165	0.133	0.106	FIF
Veicolo FCEV (kWh/km)	0.324	0.239	0.181	FIF
Batteria	0.85	0.90	0.94	IEA
Eff. energ. involucro edificio REF (MWh)	939507	1039402	1136650	ENEA
Eff. energ. involucro edificio LC (MWh)	939507	1147372	1363980	ENEA
Eff. energ. involucro edificio LC+ (MWh)	939507	1309326	1704975	ENEA

6.1.3 CAPEX

Tecnologia	Unità	2016 (MEuro/Unità)	2030 (MEuro/Unità)	2050 (MEuro/Unità)	Fonte dati
Idroelettrico	MWe	2.6	2.6	2.6	IEA, EnergyPLAN
PV piccola taglia	MWe	1.7	1.4	1.2	IEA, EnergyPLAN
Biogas CHP	MWe	6.0	5.5	5.3	IEA
Solare termico piccola taglia	TWh/anno	1253.9	1128.5	1065.8	IEA
Boiler individuale	1000 Unità*	3.0	3.0	3.0	IEA
CHP individuale	1000 Unità*	6.1	5.9	5.8	IEA
Pompa di calore individuale	1000 Unità*	12.0	10.8	10.3	IEA
CHP gas piccola taglia (100-3000 kW)	MWe	1.0	0.9	0.9	IEA
CHP biomassa piccola taglia (< 10MW)	MWe	6.0	5.5	5.3	IEA
Boiler DH	MWth	0.2	0.2	0.2	IEA
Teleriscaldamento	TJ	0.145	0.145	0.145	EnergyPLAN
Elettrolizzatore alcalino	MWe	0.9	0.6	0.5	IEA
ICEV/HEV stazione rifornimento	1000 veicoli	0.3	0.3	0.3	IEA
H2 stazione rifornimento	1000 veicoli	12.5	1.7	0.7	FIF
BEV stazione ricarica	1000 veicoli	1.8	1.4	1.4	FIF
PHEV stazione ricarica	1000 veicoli	1.5	1.3	1.4	FIF
Veicolo ICEV	1000 veicoli	16.252	17.509	19.544	FIF
Veicolo HEV	1000 veicoli	20.180	20.836	22.622	FIF

Veicolo PHEV	1000 veicoli	24.948	23.821	23.403	FIF
Veicolo BEV	1000 veicoli	32.035	27.202	23.521	FIF
Veicolo FCEV	1000 veicoli	60.000	32.491	26.761	FIF
Batteria	GWh	600	400	260	IEA
Eff. energ. involucro edificio	MWh	0.0033	0.0033	0.0033	ENEA

*Domanda di calore per unità = 15000 kWh/anno

6.1.4 OPEX

Tecnologia	Unità	2016	2030	2050	Fonte dati
Idroelettrico	% CAPEX	2.20	2.20	2.20	EnergyPLAN
PV piccola taglia	% CAPEX	1.67	1.97	2.39	EnergyPLAN
Biogas CHP	% CAPEX	0.76	0.83	0.85	EnergyPLAN
Solare termico piccola taglia	% CAPEX	1.22	1.36	1.44	EnergyPLAN
Boiler individuale	% CAPEX	4.17	4.17	4.17	IEA
CHP individuale	% CAPEX	0.74	0.77	0.79	IEA
Pompa di calore individuale	% CAPEX	0.93	1.03	1.09	IEA
CHP gas piccola taglia (100-3000 kW)	% CAPEX	3.75	3.91	3.99	EnergyPLAN
CHP biomassa piccola taglia (< 10MW)	% CAPEX	0.76	0.83	0.85	EnergyPLAN
Boiler DH	% CAPEX	3.70	3.70	3.70	EnergyPLAN
Teleriscaldamento	% CAPEX	0.76	0.76	0.76	EnergyPLAN
Elettrolizzatore alcalino	% CAPEX	5.00	7.25	9.01	IEA
ICEV/HEV stazione rifornimento	% CAPEX	2.00	2.00	2.00	IEA
H2 stazione rifornimento	% CAPEX	1.33	4.18	7.32	FIF
BEV stazione ricarica	% CAPEX	1.00	1.30	1.29	FIF
PHEV stazione ricarica	% CAPEX	2.50	2.84	2.58	FIF
Veicolo ICEV	% CAPEX	2.50	2.32	2.08	FIF
Veicolo HEV	% CAPEX	3.00	2.91	2.68	FIF
Veicolo PHEV	% CAPEX	3.20	3.35	3.41	FIF
Veicolo BEV	% CAPEX	1.00	1.18	1.36	FIF

Veicolo FCEV	% CAPEX	1.50	2.50	3.04	FIF
Batteria	% CAPEX	1.00	1.50	2.31	IEA
Eff. energ. involucro edificio	% CAPEX	0.00	0.00	0.00	IEA

6.1.5 Vita utile

Tecnologia	Unità	2016	2030	2050	Fonte dati
Idroelettrico	anni	50	50	50	EnergyPLAN
PV piccola taglia	anni	30	30	30	EnergyPLAN
Biogas CHP	anni	20	20	20	EnergyPLAN
Solare termico piccola taglia	anni	25	25	25	EnergyPLAN
Boiler individuale	anni	20	20	20	EnergyPLAN
CHP individuale	anni	20	20	20	EnergyPLAN
Pompa di calore individuale	anni	20	20	20	EnergyPLAN
CHP DH piccola taglia	anni	20	20	20	EnergyPLAN
Boiler DH	anni	20	20	20	EnergyPLAN
Teleriscaldamento	anni	40	40	40	EnergyPLAN
Elettrolizzatore alcalino	anni	9	13	13	IEA
ICEV/HEV stazione rifornimento	anni	12	12	12	IEA
H2 stazione rifornimento	anni	12	12	12	FIF
BEV stazione ricarica	anni	12	12	12	FIF
PHEV stazione ricarica	anni	12	12	12	FIF
Veicolo ICEV	anni	12	12	12	FIF
Veicolo HEV	anni	12	12	12	FIF
Veicolo PHEV	anni	12	12	12	FIF
Veicolo BEV	anni	12	12	12	FIF
Veicolo FCEV	anni	12	12	12	FIF
Batteria	anni	15	15	15	IEA
Eff. energ. involucro edificio	anni	30	30	30	IEA

6.1.6 Costi vettori energetici

Vettore energetico	Unità	2016	2030	2050	Fonte dati
REF					
Diesel (per veicoli)	€/MWh	128.20	183.38	226.33	MISE/IEA RTS
Gasolio (per boiler)	€/MWh	109.60	160.56	198.17	MISE/IEA RTS
Gas	€/MWh	67.79	88.22	108.89	ARERA/IEA RTS
Legna	€/MWh	36.40	39.06	43.16	AIEL
Elettricità - PUN medio	€/MWh	42.78	80.89	99.83	GME/RSE/IEA RTS
Elettricità - costi distribuzione	€/MWh	148.98	176.83	194.96	ARERA/RSE/IEA RTS

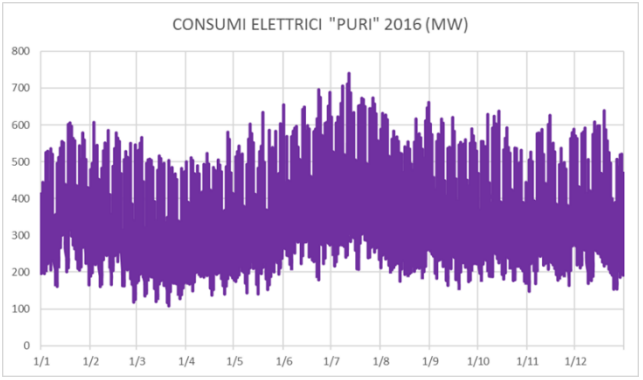
Vettore energetico	Unità	2016	2030	2050	Fonte dati
LC, LC+					
Diesel (per veicoli)	€/MWh	128.20	151.97	141.92	MISE/IEA 2DS
Gasolio (per boiler)	€/MWh	109.60	133.06	124.26	MISE/IEA 2DS
Gas	€/MWh	67.79	71.39	72.01	ARERA/IEA 2DS
Legna	€/MWh	36.40	39.06	43.16	AIEL
Elettricità - PUN medio	€/MWh	42.78	79.53	91.98	GME/RSE/EU STRATEGY
Elettricità - costi distribuzione	€/MWh	148.98	213.61	236.31	ARERA/RSE/EU STRATEGY

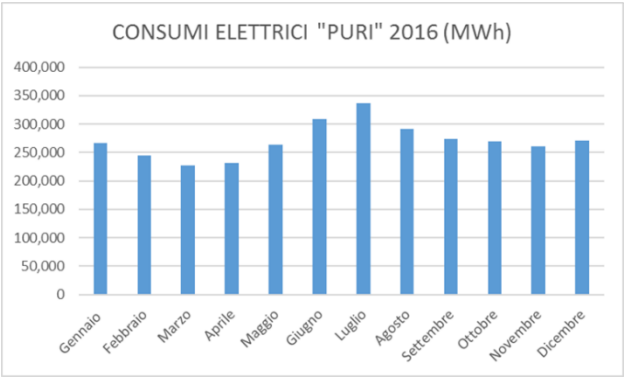
6.1.7 Emissioni di CO_2

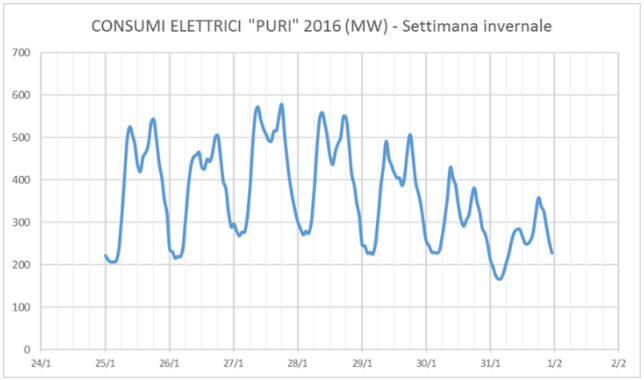
	tC02/MWh	Fonte dati
Carbone	0.341	Patto dei Sindaci
Gasolio	0.267	Patto dei Sindaci
Gas	0.202	Patto dei Sindaci
GPL	0.231	Patto dei Sindaci

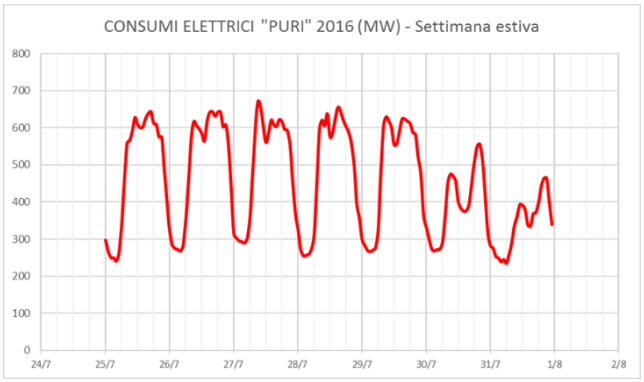
6.2 Profili orari

6.2.1 Consumi elettrici “puri”

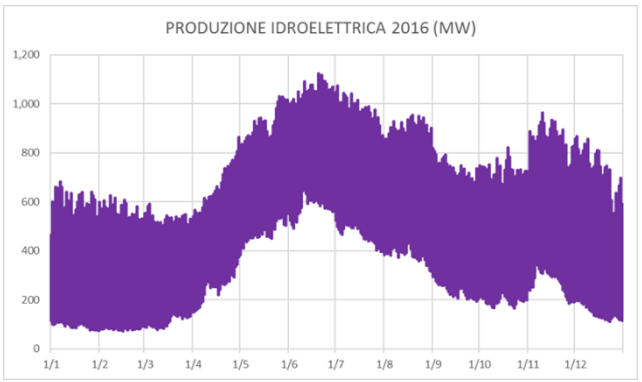


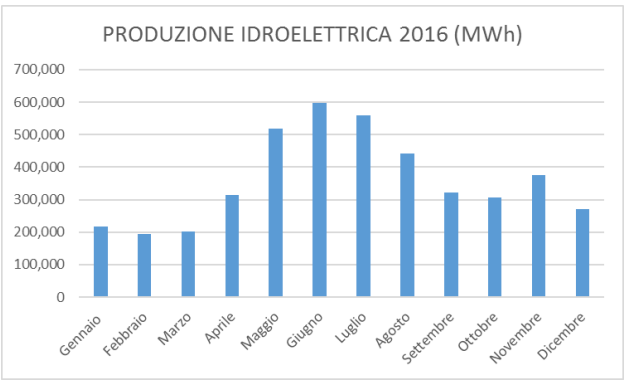


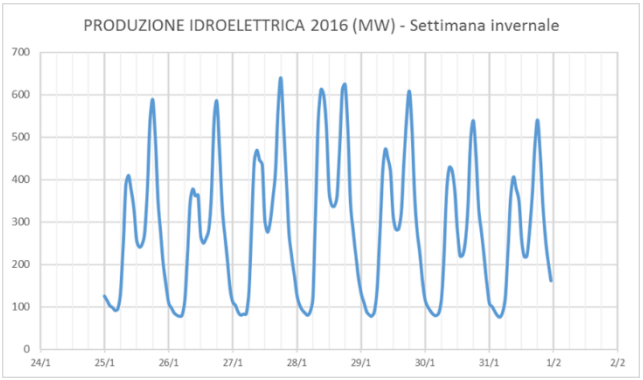


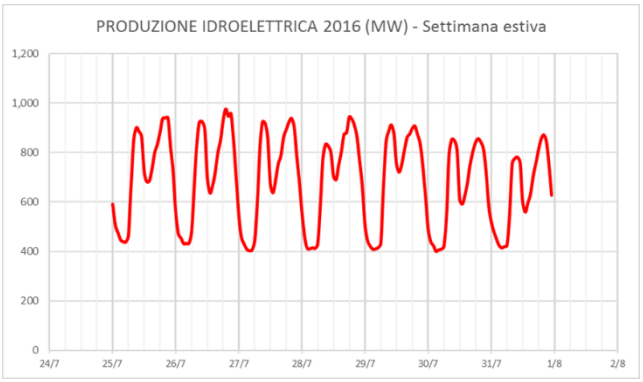


6.2.2 Produzione idroelettrica

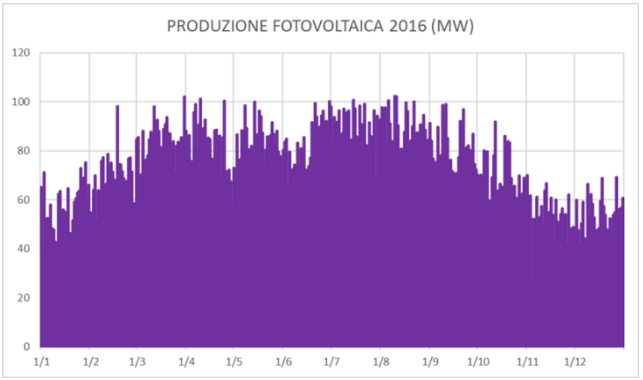


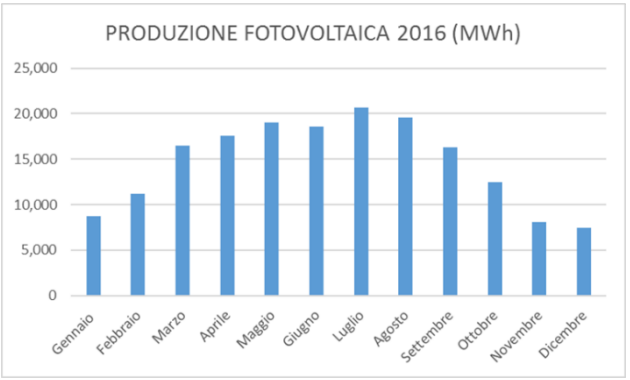


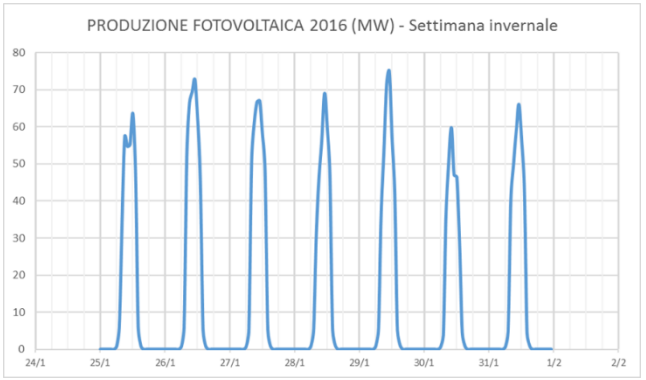


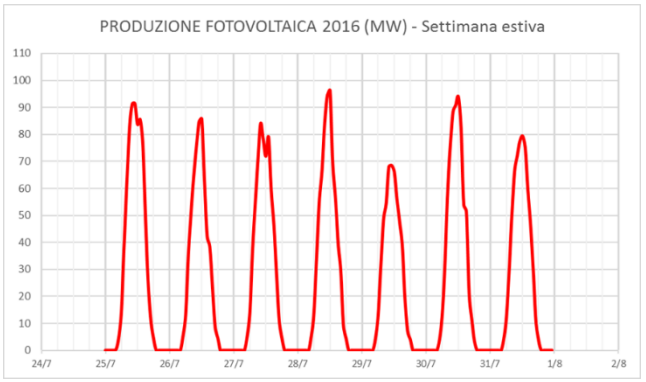


6.2.3 Produzione fotovoltaica

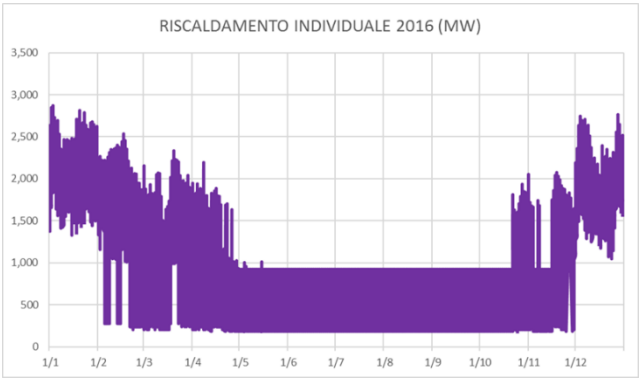


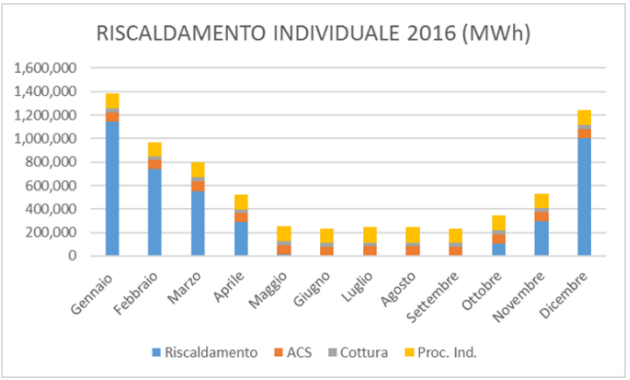


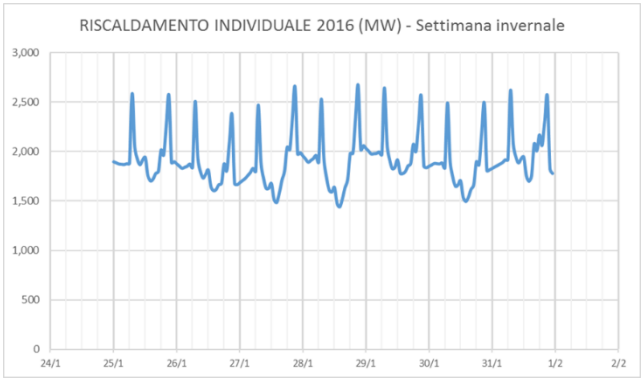


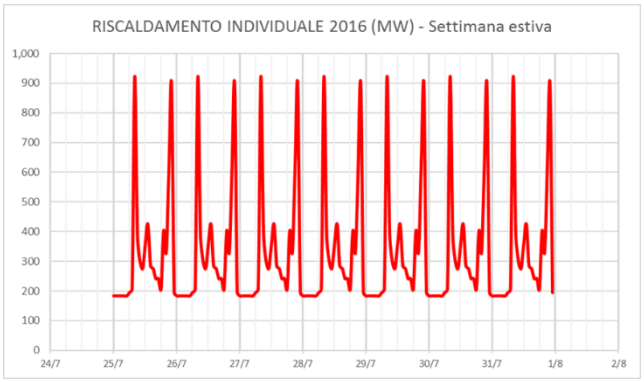


6.2.4 Riscaldamento individuale

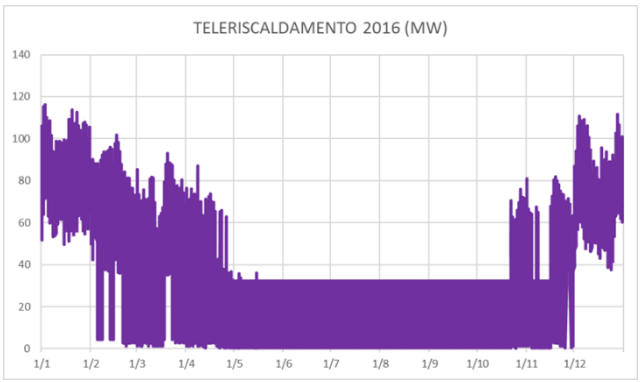


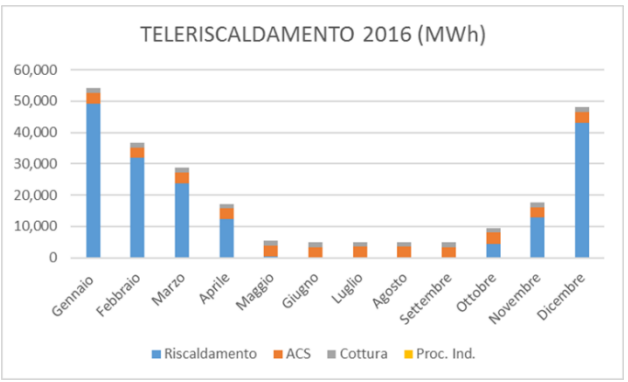


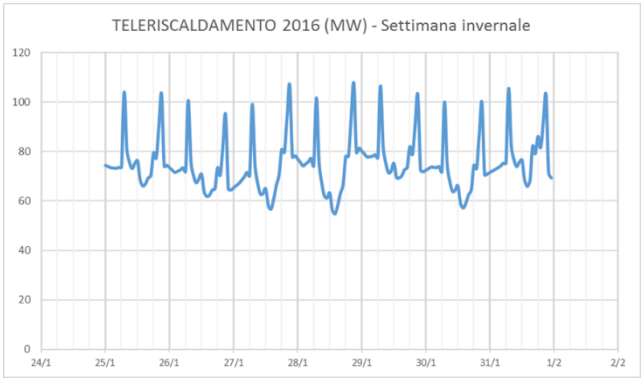


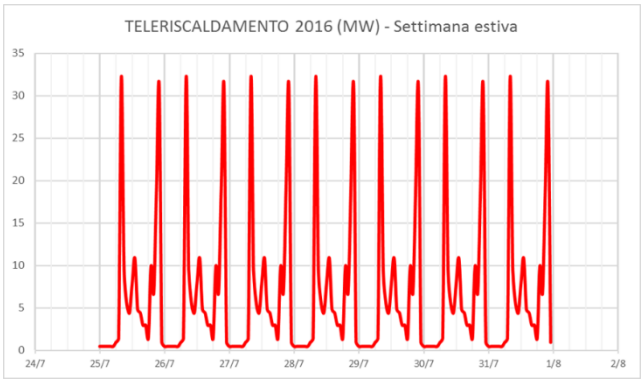


6.2.5 Teleriscaldamento

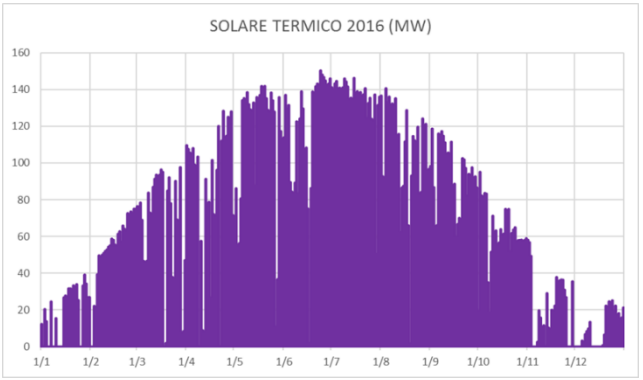


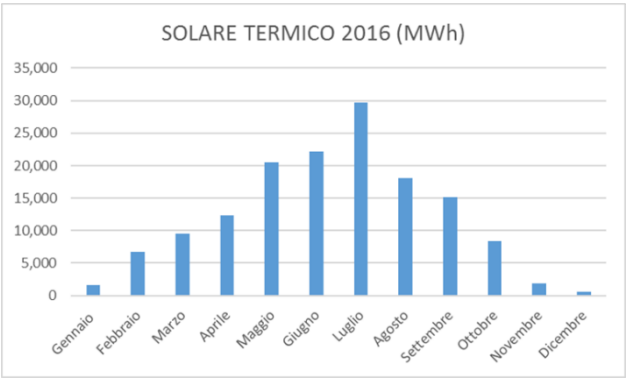


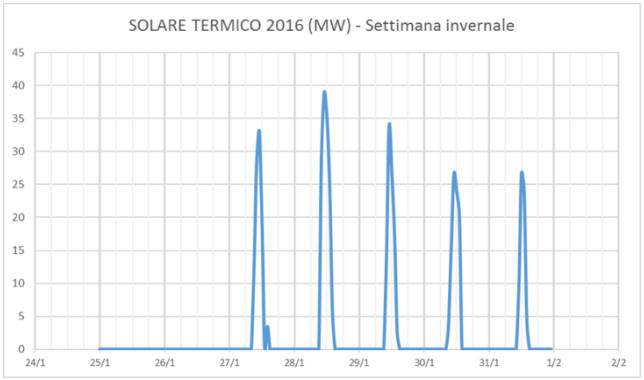


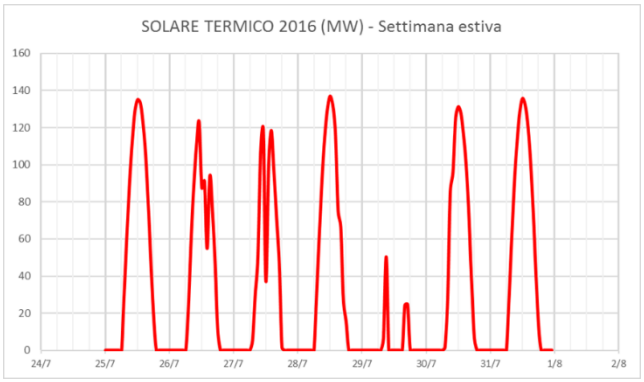


6.2.6 Solare termico

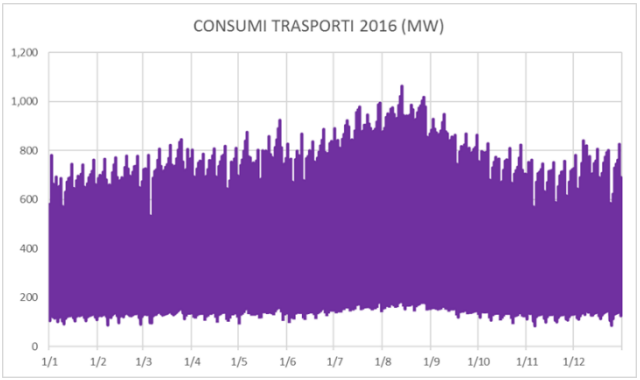


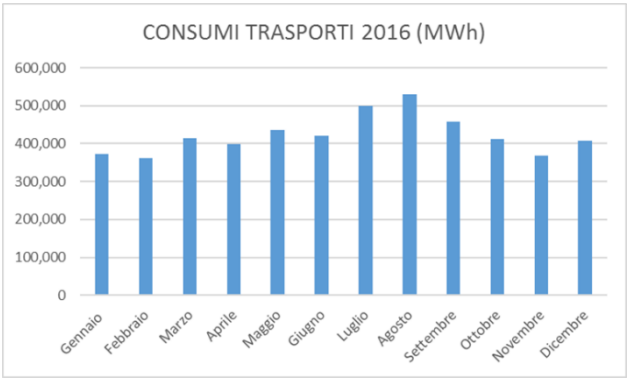


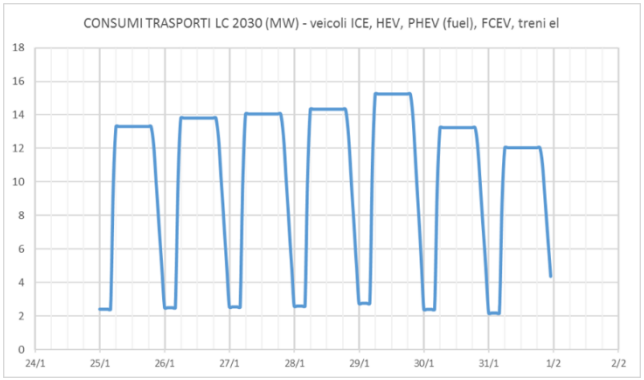


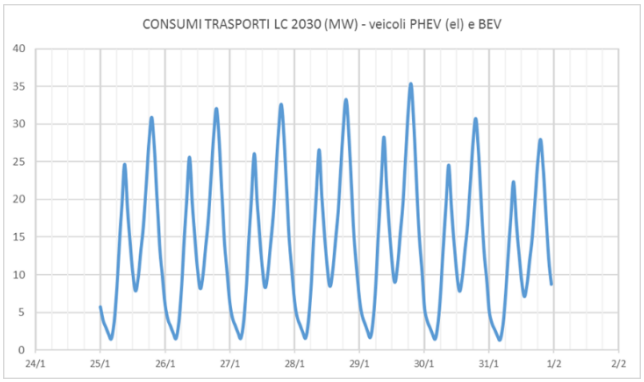


6.2.7 Consumi trasporti









FOCUS MOBILITA' ELETTRICA

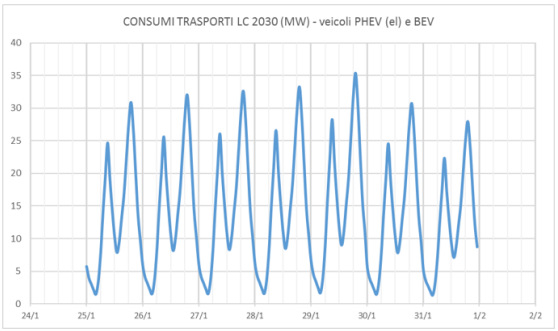
Profili orari: consumi trasporti

Suddivisione consumi per tipologia ricarica

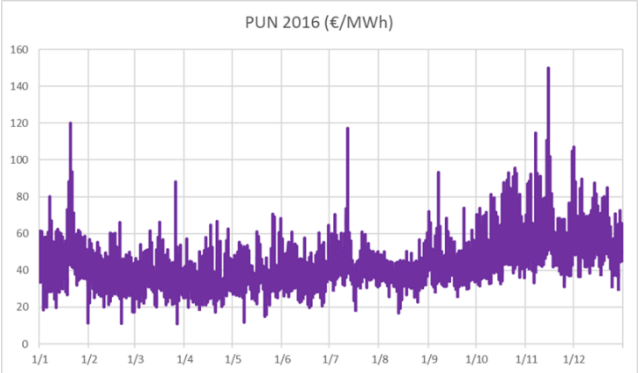
Casa	Lavoro	Std pubb. Giorno	Std pubb. Notturno	Fast pubblico
40.0%	10.0%	15.0%	15.0%	20.0%

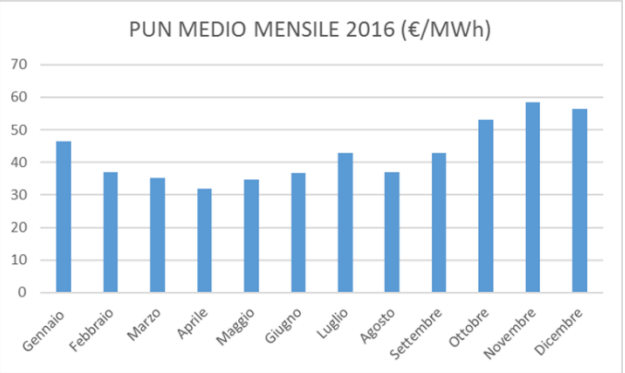
Profili orari per tipologia ricarica

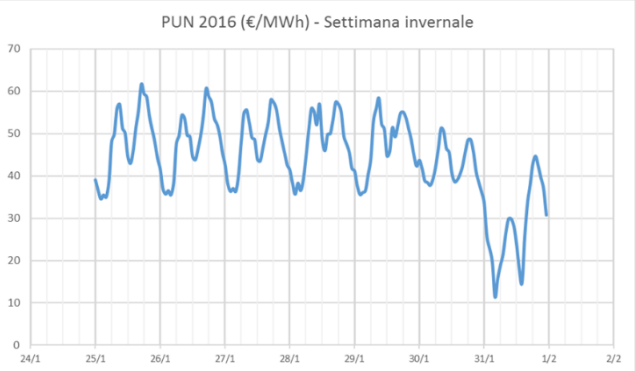
Ore	Casa	Lavoro	Std pubb. Giorno	Std pubb. Notturno	Fast pubblico
1	3.0%	0.0%	0.0%	3.0%	0.5%
2	2.0%	0.0%	0.0%	2.0%	0.5%
3	1.5%	0.0%	0.0%	1.5%	0.5%
4	1.0%	0.0%	0.0%	1.0%	0.5%
5	0.0%	1.0%	1.0%	0.0%	1.0%
6	0.0%	3.0%	3.0%	0.0%	1.5%
7	0.0%	7.0%	7.0%	0.0%	3.0%
8	0.0%	13.0%	13.0%	0.0%	5.0%
9	0.0%	19.0%	19.0%	0.0%	6.0%
10	0.0%	25.0%	25.0%	0.0%	6.5%
11	0.0%	18.0%	18.0%	0.0%	6.5%
12	1.0%	10.0%	10.0%	1.0%	6.5%
13	1.5%	4.0%	4.0%	1.5%	6.5%
14	2.0%	0.0%	0.0%	2.0%	6.5%
15	3.0%	0.0%	0.0%	3.0%	6.5%
16	5.0%	0.0%	0.0%	5.0%	6.5%
17	7.0%	0.0%	0.0%	7.0%	6.5%
18	10.0%	0.0%	0.0%	10.0%	6.5%
19	13.0%	0.0%	0.0%	13.0%	6.5%
20	15.0%	0.0%	0.0%	15.0%	6.0%
21	13.0%	0.0%	0.0%	13.0%	5.0%
22	10.0%	0.0%	0.0%	10.0%	3.0%
23	7.0%	0.0%	0.0%	7.0%	1.5%
24	5.0%	0.0%	0.0%	5.0%	1.0%
TOT	100%	100%	100%	100%	100%

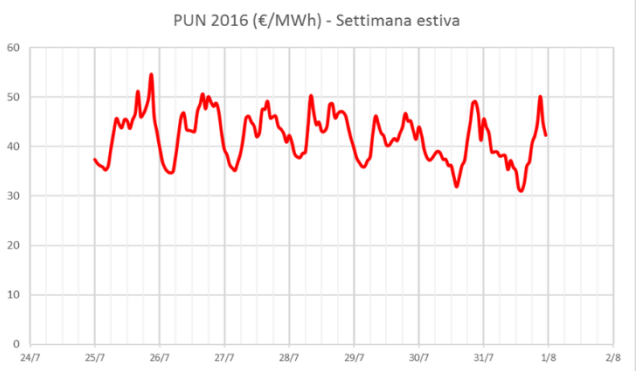


6.2.8 Mercato elettrico









6.3 EnergyPLAN+MOEA: variabili decisionali e loro limiti

L'analisi EnergyPLAN+MOEA per il caso studio PAT considera 14 tecnologie a valore variabile, 4 tecnologie a valore collegato e 6 tecnologie a valore fisso.

Le tecnologie a valore variabile considerano i valori forniti da MOEA, con il limite inferiore impostato a 0, garantendo la massima flessibilità a MOEA, mentre il limite superiore tiene conto dei seguenti vincoli. PRODUZIONE ELETTRICA: (1) disponibilità limitata di risorse idriche aggiuntive per la produzione idroelettrica; (2) per il fotovoltaico il doppio della produzione prevista dai trends nazionali e locali. COGENARAZIONE + PRODUZIONE TERMICA: (1) scenari FEM per l'aumento della produzione di cogenerazione da biogas; (2) scarsa attrattività sociale per aumentare l'uso del 2016 delle caldaie a biomassa (approvvigionamento del legno e questioni politiche relative alle emissioni di particolato della combustione del legno); (3) per le tecnologie che non utilizzano la biomassa viene considerata la domanda

termica individuale totale. SETTORE DEI TRASPORTI: (1) domanda totale di trasporto in km. STORAGE: (1) per le batterie un rapporto amplificato con il massimo fotovoltaico installabile[12].

Le tecnologie a valore collegato considerano i valori calcolati da EnergyPLAN in ciascuna simulazione. Questi sono: rete elettrica nazionale (import, export), elettrolizzatore, storage termico, storage idrogeno.

Le tecnologie a valore fisso considerano i valori definiti dal gruppo di lavoro PEAP analizzando la Baseline 2016 e i trends futuri. Queste sono: tecnologie DH (CHP, caldaia) ed efficienza energetica degli involucri edilizi.

EnergyPLAN+MOEA: variabili decisionali e loro limiti

Tecnologia	2030					2050				
	MOEA LB LC&LC+	LC	LC+	MOEA HB LC	MOEA HB LC+	MOEA LB LC&LC+	LC	LC+	MOEA HB LC	MOEA HB LC+
PRODUZIONE ELETTRICA										
Idroelettrico (TWh)	0			4.673	4.673	0			4.998	4.998
Fotovoltaico (TWh)	0			0.700	0.800	0			1.480	1.860
Rete elettrica nazionale (TWh)	Calcolato da EnergyPLAN, no limiti di rete					Calcolato da EnergyPLAN, no limiti di rete				
COGENERAZIONE (produzione termica)										
CHP biogas (TWh)	0			0.038	0.042	0			0.044	0.052
CHP/Indiv gas (TWh)	0			6.888	6.738	0			6.408	6.021
CHP/DH biomassa (TWh)		0.067	0.066				0.063	0.059		
CHP/DH gas (TWh)		0.101	0.099				0.094	0.088		
PRODUZIONE TERMICA										
Solare termico (TWh)	0			6.888	6.738	0			6.408	6.021
Pompa di calore (TWh)	0			6.888	6.738	0			6.408	6.021
Boiler/Indiv gasolio (TWh)	0			6.888	6.738	0			6.408	6.021
Boiler/Indiv GPL (TWh)	0			6.888	6.738	0			6.408	6.021
Boiler/Indiv gas (TWh)	0			6.888	6.738	0			6.408	6.021
Boiler/Indiv biomassa (TWh)	0			1.384	1.354	0			1.288	1.210
Boiler/DH biomassa (TWh)		0.023	0.022				0.021	0.020		
Boiler/DH gas (TWh)		0.038	0.038				0.036	0.034		
Boiler/DH gasolio (TWh)		0.004	0.004				0.003	0.003		
PRODUZIONE IDROGENO										
Elettrolizzatore (MW)	Calcolato da EnergyPLAN come minima capacità necessaria					Calcolato da EnergyPLAN come minima capacità necessaria				
SETTORE TRASPORTI										
Trasporti elettricità (Mkm)	0			10071	10071	0			10700	10700
Trasporti H2 (Mkm)	0			10071	10071	0			10700	10700
Trasporti petrolio (Mkm)	0			10071	10071	0			10700	10700
STORAGE (capacità)										
Storage termico (GWh)	Considerata capacità di 1 giorno di domanda termica media					Considerata capacità di 1 giorno di domanda termica media				
Storage batteria (GWh)	0			2.635	3.022	0			5.522	6.905
Storage idrogeno (GWh)	Considerata capacità di 1 giorno di domanda H2 media					Considerata capacità di 1 giorno di domanda H2 media				
EDIFICI										
Eff. en. invol. edificio (TWh)		1.147	1.309				1.364	1.705		

UN PROBLEMA DI OTTIMIZZAZIONE MOLTO COMPLESSO…

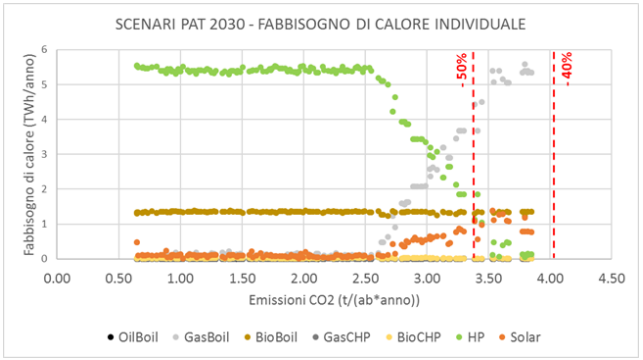
- **14 tecnologie a valore variabile** (valori forniti da MOEA, da 0 a max consentito da disponibilità risorsa, attrattività sociale, trends amplificati, domanda di settore)
- **4 tecnologie a valore collegato** (valori calcolati da EnergyPLAN: rete elettrica nazionale, elettrolizzatore, storage termico, storage idrogeno)
- **6 tecnologie a valore fisso** (valori definiti dal gruppo di lavoro PEAP considerando Baseline 2016 + trends)

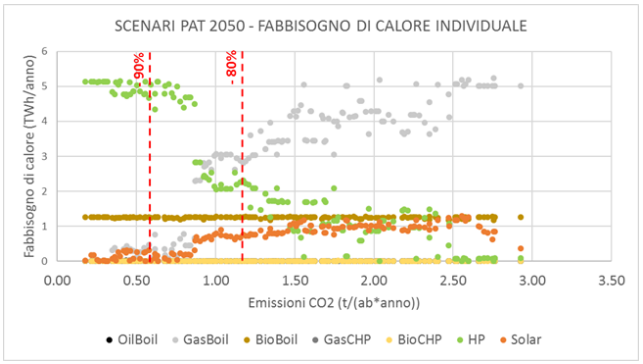
6.4 EnergyPLAN+MOEA: risultati

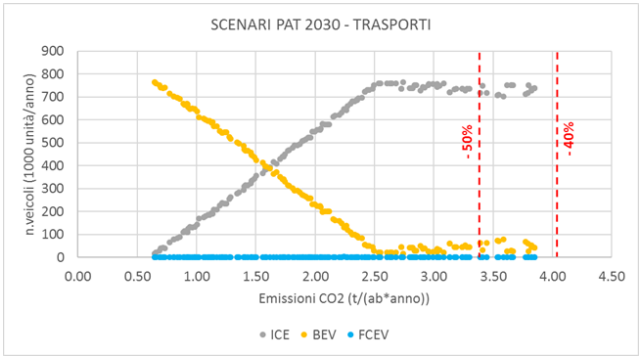
6.4.1 Confronto tecnologico 2030 e 2050

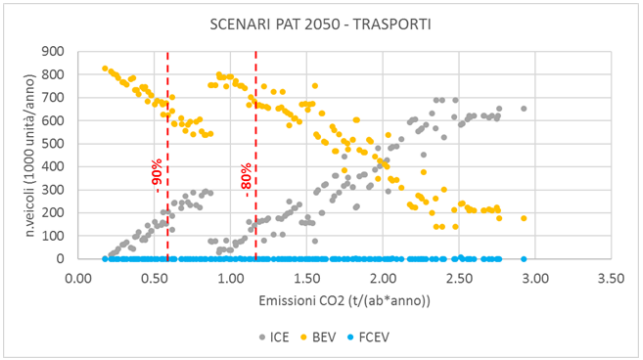
Scenari PAT: confronto tecnologico 2030 e 2050. A tratteggio rosso la riduzione delle emissioni di CO_2 rispetto al 1990.

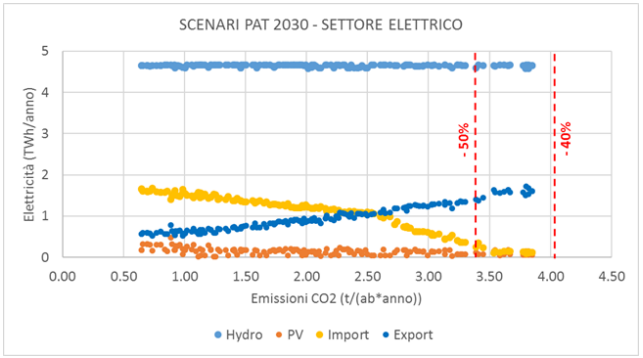
[12] 100% di potenza fotovoltaica coinvolta nell'accoppiamento, ogni 3 kW di fotovoltaico 12 kWh di batterie, ogni 6 kWh di batterie 3kW di potenza di picco della batteria.

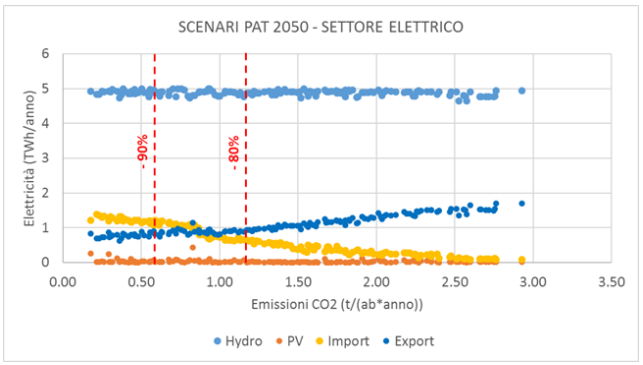

SCENARI PAT 2030 - FABBISOGNO DI CALORE INDIVIDUALE
Fabbisogno di calore (TWh/anno)
Emissioni CO2 (t/(ab*anno))
-50%
-40%
OilBoil
GasBoil
BioBoil
GasCHP
BioCHP
HP
Solar

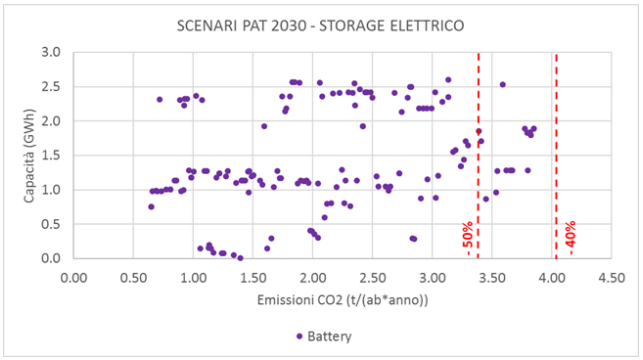

SCENARI PAT 2050 - FABBISOGNO DI CALORE INDIVIDUALE
Fabbisogno di calore (TWh/anno)
Emissioni CO2 (t/(ab*anno))
-90%
-80%
OilBoil
GasBoil
BioBoil
GasCHP
BioCHP
HP
Solar

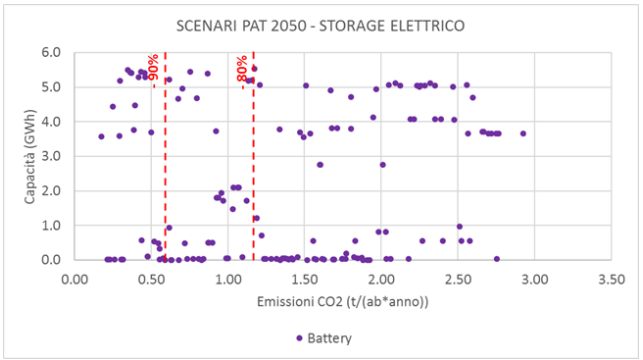

SCENARI PAT 2030 - TRASPORTI
n.veicoli (1000 unità/anno)
Emissioni CO2 (t/(ab*anno))
-50%
-40%
ICE
BEV
FCEV


SCENARI PAT 2050 - TRASPORTI
n.veicoli (1000 unità/anno)
Emissioni CO2 (t/(ab*anno))
-90%
-80%
ICE
BEV
FCEV


SCENARI PAT 2030 - SETTORE ELETTRICO
Elettricità (TWh/anno)
Emissioni CO2 (t/(ab*anno))
- 50%
- 40%
Hydro
PV
Import
Export


SCENARI PAT 2050 - SETTORE ELETTRICO
Elettricità (TWh/anno)
Emissioni CO2 (t/(ab*anno))
- 90%
- 80%
Hydro
PV
Import
Export


SCENARI PAT 2030 - STORAGE ELETTRICO
Capacità (GWh)
Emissioni CO2 (t/(ab*anno))
- 50%
- 40%
Battery


SCENARI PAT 2050 - STORAGE ELETTRICO
Capacità (GWh)
Emissioni CO2 (t/(ab*anno))
- 90%
- 80%
Battery

7 Bibliografia

[1]	*UNITED NATIONS. KYOTO PROTOCOL TO THE UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. 1998.*
[2]	*UNITED NATIONS. PARIS AGREEMENT. 2015.*
[3]	*EUROPEAN COMMISSION. EUROPE 2020. A strategy for smart, sustainable and inclusive growth. 2010.*
[4]	*EUROPEAN COMMISSION. A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030. 2014.*
[5]	*EUROPEAN COMMISSION. A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. 2018.*
[6]	*EUROPEAN COMMISSION. Final Report of the High-Level Panel of the European Decarbonisation Pathways Initiative. 2018.*
[7]	*Cormio C, Dicorato M, Minoia A, Trovato M. A regional energy planning methodology including renewable energy sources and environmental constraints. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2003 Apr 1;7(2):99-130.*
[8]	*Terrados J, Almonacid G, Hontoria L. Regional energy planning through SWOT analysis and strategic planning tools.: Impact on renewables development. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2007 Aug 1;11(6):1275-87.*
[9]	*Brown T, Schlachtberger D, Kies A, Schramm S, Greiner M. Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable European energy system. Energy. 2018 Oct 1;160:720-39.*
[10]	*Bramstoft R, Skytte K. Decarbonizing Sweden's energy and transportation system by 2050. International Journal of Sustainable Energy Planning and Management. 2017;14:3-20.*
[11]	*Lund H, Østergaard PA, Connolly D, Ridjan I, Mathiesen BV, Hvelplund F, Thellufsen JZ, Sorknæs P. Energy storage and smart energy systems. International Journal of Sustainable Energy Planning and Management. 2016 Oct 29;11:3-14.*
[12]	*Poncelet K, Delarue E, Six D, Duerinck J, D'haeseleer W. Impact of the level of temporal and operational detail in energy-system planning models. Applied Energy. 2016 Jan 15;162:631-43.*
[13]	*Connolly D, Lund H, Mathiesen BV, Leahy M. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. Applied energy. 2010 Apr 1;87(4):1059-82.*
[14]	*Ringkjøb HK, Haugan PM, Solbrekke IM. A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018 Nov 1;96:440-59.*
[15]	*Herbst A, Toro F, Reitze F, Jochem E. Introduction to energy systems modelling. Swiss journal of economics and statistics. 2012 Apr 1;148(2):111-35.*

[16]	*Lund H, Andersen AN, Østergaard PA, Mathiesen BV, Connolly D. From electricity smart grids to smart energy systems–a market operation based approach and understanding. Energy. 2012 Jun 1;42(1):96-102.*
[17]	*Lund H, Østergaard PA, Connolly D, Mathiesen BV. Smart energy and smart energy systems. Energy. 2017 Oct 15;137:556-65.*
[18]	*Mathiesen BV, Lund H, Connolly D, Wenzel H, Østergaard PA, Möller B, Nielsen S, Ridjan I, Karnøe P, Sperling K, Hvelplund FK. Smart Energy Systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions. Applied Energy. 2015 May 1;145:139-54.*
[19]	*https://www.energyplan.eu/. [Accessed: 1 March 2020].*
[20]	*Østergaard PA. Reviewing EnergyPLAN simulations and performance indicator applications in EnergyPLAN simulations. Applied Energy. 2015 Sep 15;154:921-33.*
[21]	*Mahbub MS, Cozzini M, Østergaard PA, Alberti F. Combining multi-objective evolutionary algorithms and descriptive analytical modelling in energy scenario design. Applied Energy. 2016 Feb 15;164:140-51.*
[22]	*Mahbub MS, Viesi D, Crema L. Designing optimized energy scenarios for an Italian Alpine valley: the case of Giudicarie Esteriori. Energy. 2016 Dec 1;116:236-49.*
[23]	*Mahbub MS, Viesi D, Cattani S, Crema L. An innovative multi-objective optimization approach for long-term energy planning. Applied energy. 2017 Dec 15;208:1487-504.*
[24]	*Prina MG, Cozzini M, Garegnani G, Manzolini G, Moser D, Oberegger UF, Pernetti R, Vaccaro R, Sparber W. Multi-objective optimization algorithm coupled to EnergyPLAN software: The EPLANopt model. Energy. 2018 Apr 15;149:213-21.*
[25]	*Prina MG, Moser D, Vaccaro R, Sparber W. EPLANopt optimization model based on EnergyPLAN applied at regional level: the future competition on excess electricity production from renewables. Int J Sustain Energy Plan Manag. 2020 Mar 10;27:35-50.*
[26]	*Bellocchi S, Guidi G, De Iulio R, Manno M, Nastasi B, Noussan M, Prina MG, Roberto R. Analysis of smart energy system approach in local alpine regions-A case study in Northern Italy. Energy. 2020 May 5:117748.*
[27]	*Prina MG, Fanali L, Manzolini G, Moser D, Sparber W. Incorporating combined cycle gas turbine flexibility constraints and additional costs into the EPLANopt model: The Italian case study. Energy. 2018 Oct 1;160:33-43.*
[28]	*Prina MG, Lionetti M, Manzolini G, Sparber W, Moser D. Transition pathways optimization methodology through EnergyPLAN software for long-term energy planning. Applied Energy. 2019 Feb 1;235:356-68.*
[29]	*Prina MG, Casalicchio V, Kaldemeyer C, Manzolini G, Moser D, Wanitschke A, Sparber W. Multi-objective investment optimization for energy system models in high temporal and spatial resolution. Applied Energy. 2020 Apr 15;264:114728.*

[30]	*Bellocchi S, Manno M, Noussan M, Prina MG, Vellini M. Electrification of transport and residential heating sectors in support of renewable penetration: Scenarios for the Italian energy system. Energy. 2020 Apr 1;196:117062.*
[31]	*PROVINCIA AUTONOMA DI TRENTO. Reg.delib. n. 482. Piano energetico-ambientale provinciale 2021-2030. Approvazione dello Schema di Protocollo d'Intesa. 2018.*
[32]	*Università degli Studi di Trento. Analisi dei flussi energetici nella Provincia Autonoma di Trento. 2019.*
[33]	*https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche. [Accessed: 1 March 2020].*
[34]	*https://www.gse.it/dati-e-scenari/monitoraggio-fer/monitoraggio-regionale/Trentino. [Accessed: 1 March 2020].*
[35]	*ENEA. Rapporto sulle detrazioni fiscali per la riqualificazione del patrimonio edilizio esistente. 2018.*
[36]	*http://www.energia.provincia.tn.it/. [Accessed: 1 March 2020].*
[37]	*https://www.airu.it/teleriscaldamento/. [Accessed: 1 March 2020].*
[38]	*AIEL. Indagine sui flussi di biomassa in Trentino a fini energetici con riferimento al segmento pellet. 2019.*
[39]	*https://dgsaie.mise.gov.it/. [Accessed: 1 March 2020].*
[40]	*http://www.commercio.provincia.tn.it/. [Accessed: 1 March 2020].*
[41]	*http://www.hydrodolomitienergia.it/. [Accessed: 1 March 2020].*
[42]	*https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis. [Accessed: 1 March 2020].*
[43]	*UNI. EN 15316-3-1:2007. Heating systems in buildings - Method for calculation of system energy requirements and system efficiencies - Part 3-1: Domestic hot water systems, characterisation of needs (tapping requirements). 2007.*
[44]	*http://sdi-pat.provincia.tn.it/. [Accessed: 1 March 2020].*
[45]	*Cambridge Econometrics. Fuelling Italy's Future: How the transition to lowcarbon mobility strengthens the economy. 2018.*
[46]	*https://www.mercatoelettrico.org/It/Default.aspx. [Accessed: 1 March 2020].*
[47]	*Neirotti F, Noussan M, Simonetti M. Towards the electrification of buildings heating-Real heat pumps electricity mixes based on high resolution operational profiles. Energy. 2020 Mar 15;195:116974.*
[48]	*Shakya SR, Shrestha RM. Transport sector electrification in a hydropower resource rich developing country: Energy security, environmental and climate change co-benefits. Energy for Sustainable Development. 2011 Jun 1;15(2):147-59.*
[49]	*Pursiheimo E, Holttinen H, Koljonen T. Inter-sectoral effects of high renewable energy share in global energy system. Renewable Energy. 2019 Jun 1;136:1119-29.*

[50]	*Ruhnau O, Bannik S, Otten S, Praktiknjo A, Robinius M. Direct or indirect electrification? A review of heat generation and road transport decarbonisation scenarios for Germany 2050. Energy. 2019 Jan 1;166:989-99.*
[51]	*Domenech B, Ranaboldo M, Ferrer-Martí L, Pastor R, Flynn D. Local and regional microgrid models to optimise the design of isolated electrification projects. Renewable energy. 2018 Apr 1;119:795-808.*
[52]	*http://demo.istat.it/. [Accessed: 1 March 2020].*
[53]	*MISE. Proposta di piano nazionale integrato per l'energia e il clima. 2018.*
[54]	*POLIMI. Energy Storage Report. 2016.*
[55]	*REPUBBLICA ITALIANA. DECRETO LEGISLATIVO 3 marzo 2011, n. 28. Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. 2011.*
[56]	*https://infoenergia.provincia.tn.it/. [Accessed: 1 March 2020].*
[57]	*https://www.gse.it/. [Accessed: 1 March 2020].*
[58]	*https://www.gse.it/dati-e-scenari/monitoraggio-fer/monitoraggio-nazionale/settore-elettrico. [Accessed: 1 March 2020].*
[59]	*IEA. Technology Roadmap. Solar Photovoltaic Energy. 2014.*
[60]	*IEA. Technology Roadmap. Energy-efficient Buildings: Heating and Cooling Equipment. 2011.*
[61]	*IEA. Technology Roadmap. Bioenergy for Heat and Power. 2012.*
[62]	*IEA. Technology Roadmap. Hydrogen and Fuel Cells. 2015.*
[63]	*IEA. Technology Roadmap. Fuel Economy of Road Vehicles. 2012.*
[64]	*IEA. Technology Roadmap. Energy storage. 2014.*
[65]	*IEA. Technology Roadmap. Hydropower. 2012.*
[66]	*D Connolly. ENERGYPLAN COST DATABASE. Version 3.0. 2015.*
[67]	*https://www.iea.org/etp/etpmodel/assumptions/. [Accessed: 1 March 2020].*
[68]	*https://www.arera.it/it/prezzi.htm. [Accessed: 1 March 2020].*
[69]	*https://www.aielenergia.it/. [Accessed: 1 March 2020].*
[70]	*http://www.rse-web.it/home.page. [Accessed: 1 March 2020].*
[71]	*https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union. [Accessed: 1 March 2020].*
[72]	*Covenant of Mayors. The Covenant of Mayors for Climate and Energy Reporting Guidelines. 2016.*