



PIANO ENERGETICO AMBIENTALE PROVINCIALE

2021-2030

Il Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030 è stato redatto dall'Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia (APRIE) quale ente capofila del gruppo di lavoro che è stato costituito con deliberazione della Giunta Provinciale n. 482/2018 e che vede il contributo scientifico di Università degli Studi di Trento - Dipartimento di Ingegneria Civile, Ambientale e Meccanica - Fondazione Bruno Kessler e Fondazione Edmund Mach.

Provincia Autonoma di Trento

Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia

Trento, piazza Fiera, 3

www.energia.provincia.tn.it

Dirigente generale

dott.ssa Laura Boschini

Ufficio Studi e Pianificazione delle Risorse Energetiche

ing. Sara Verones (coordinamento)

ing. Silvia Debiasi

arch. Massimo Plazzer

rag. Romina Baroni

CONTRIBUTI AI SINGOLI CAPITOLI

Il bilancio energetico provinciale

prof. ing. Paolo Baggio, ing. Alessandro Prada (parte termica),
prof. ing. Maurizio Fauri (parte elettrica), ing. Andrea Bello, ing.
Benedetta Nodari

Università degli Studi di Trento, Dipartimento di Ingegneria Civile,
Ambientale e Meccanica

Con il supporto di:

dott. Roberto Brunelli, ing. Sara Verones, ing. Silvia Debiasi
Provincia Autonoma di Trento, Agenzia provinciale per le risorse
idriche e l'energia

Downscaling di proiezioni climatiche

ing. Lavinia Laiti, ing. Lorenzo Giovannini,
prof. Dino Zardi - Università degli studi di Trento,
Università degli Studi di Trento,

Dipartimento di Ingegneria Civile, Ambientale e Meccanica

Effetti dei cambiamenti climatici sulle precipitazioni e ripercussioni sulla risorsa idrica disponibile

ing. Serenella Saibanti

Provincia Autonoma di Trento,

Agenzia provinciale per le risorse idriche e l'energia

Qualità dell'aria

dott. Gabriele Tonidandel

Provincia Autonoma di Trento,

Agenzia Provinciale per la Protezione dell'Ambiente

Scenari dinamici integrati ottimizzati

dott. Luigi Crema, dott. Diego Viesi, ing. Nicola Destro

Fondazione Bruno Kessler, Unità ARES

Scenario riqualificazione energetica degli edifici residenziali in Trentino

prof. ing. Paolo Baggio, ing. Alessandro Prada,
ing. Andrea Bello

Università degli Studi di Trento,

Dipartimento di Ingegneria Civile, Ambientale e Meccanica

Con il supporto di:

dott. Roberto Brunelli, ing. Sara Verones,

ing. Silvia Debiasi

Provincia Autonoma di Trento,

Agenzia provinciale per le risorse idriche e l'energia

Scenario di penetrazione delle pompe di calore per il riscaldamento e la produzione a.c.s.

ing. Alessandro Prada, ing. Clara Ceccolini,

ing. Nicola Franzoi, prof. ing. Paolo Baggio

Università degli Studi di Trento,

Dipartimento di Ingegneria Civile, Ambientale e Meccanica

Scenario di riduzione delle emissioni del comparto industriale trentino

ing. Silvia Debiasi, ing. Sara Verones
Provincia Autonoma di Trento,
Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia;

Con il supporto di:
ing. Matteo Manica, ing. Francesca Dalmonego
Polo Tecnologico per l'energia

Scenario di riduzione dei consumi del settore dei trasporti: la mobilità sostenibile

ing. Sara Verones, arch. Massimo Plazzer,
dott. Loris Selmo, rag. Romina Baroni
Provincia Autonoma di Trento,
Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia;

Con il supporto di:
ing. Enrico Franceschi
Provincia Autonoma di Trento, UMST Mobilità;
dott. Luigi Crema, dott. Diego Viesi
Fondazione Bruno Kessler, Unità ARES
prof. ing. Maurizio Fauri
Università degli Studi di Trento,
Dipartimento di Ingegneria Civile, Ambientale e Meccanica

Programma di gestione ed efficientamento del patrimonio della Provincia autonoma di Trento

ing. Alberto Bonomi
Provincia Autonoma di Trento, UMST per l'innovazione nei settori
energia e telecomunicazioni

Scenari di produzione di energia idroelettrica

ing. Sandro Rigotti, ing. Silvia Debiasi,
ing. Sara Verones
Provincia Autonoma di Trento,
Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia;

Con il supporto di: ing. Franco Pocher,
ing. Serenella Saibanti, geom. Roberto Lunardelli
Provincia Autonoma di Trento,
Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia;
dr.ssa Raffaella Canepel, ing. Carla Pendino,
ing. Veronica Casotti, geom. Clara Faes
Provincia Autonoma di Trento,
Agenzia Provinciale per la Protezione dell'Ambiente

Pianificazione estensione servizio distribuzione del gas naturale

ing. Sandro Rigotti, ing. Carlo Di Mauro,
ing. Sara Verones
Provincia Autonoma di Trento,
Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia;
dott. Luigi Crema, dott. Diego Viesi,
dott. Michele Zendrini, dott. Matteo Testi
Fondazione Bruno Kessler, Unità ARES

Valutazioni preliminari sul potenziale impatto delle comunità di energia rinnovabile

prof. ing. Paolo Baggio, ing. Alessandro Prada
Università degli Studi di Trento,
Dipartimento di Ingegneria Civile, Ambientale e Meccanica;

Valorizzazione energetica della biomassa legnosa trentina

ing. Sara Verones
Provincia Autonoma di Trento,
Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia;
dott. Giovanni Giovannini, dott. Damiano Fedel,
dott. Valentino Gottardi
Provincia Autonoma di Trento, Servizio Foreste

Scenario di valorizzazione energetica del potenziale di biogas

ing. Luca Tomasi, dr.ssa Silvia Silvestri
Fondazione Edmund Mach,
Unità risorse ambientali, energetiche e zootecniche

La dimensione energetica, l'ambiente costruito ed il paesaggio

ing. Sara Verones, arch. Massimo Plazzer
Provincia Autonoma di Trento,
Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia;

Con il supporto di: arch. Angiola Turella
Provincia Autonoma di Trento,
Servizio Urbanistica e tutela del paesaggio;
prof. arch. Bruno Zanon

Crediti fotografici

Fototeca Trentino Sviluppo SpA foto di
Carlo Baroni p. 77, 132, 141, 267
Paolo Bisti - Luconi p- 59
Giampaolo Calzà p. 83
Guido Castagnolli p. 69
Pio Geminiani p. 75
Ronny Kiaulehn p. 156
Diego Marini p. 49, 179
Pillow Lab p. 98
Lucio Tonina p. 144

Archivio Ufficio Stampa Provincia autonoma di Trento
Paolo Pedrotti p. 6
Foto Matteo Rensi p. 125

Tiziano Maraner p. 95, 240, 248



Premessa

Pensare al sistema energetico provinciale del prossimo decennio, guidare la transizione e indirizzare il percorso per essere coerenti e concreti nei confronti degli obiettivi europei sulla decarbonizzazione. È questa la sfida che il nuovo Piano Energetico Ambientale Provinciale (PEAP) 2021-2030 affronta, nel solco dell'esperienza che vede la Provincia responsabile delle proprie scelte in materia di energia sin dall'emanazione dello Statuto di autonomia.

Energia ed ambiente, i due temi affrontati dal piano, riguardano molti settori e vedono coinvolti tutti gli attori: istituzioni, cittadini, imprese. Si tratta di azioni strategiche per programmare lo sviluppo sostenibile del nostro territorio e vanno pianificate in maniera responsabile e consapevole.

È un periodo cruciale quello preso in considerazione dalle previsioni del nuovo PEAP. Tra il 2021 e il 2030 si affronterà il tema, sempre più urgente, del clima che cambia, con la necessità di ridurre le emissioni responsabili del cambiamento climatico, per rispondere in maniera concreta alle richieste che arrivano a gran voce, anche in Trentino, soprattutto dai giovani preoccupati per il loro futuro. È un piano approfondito, che parte da una analisi puntuale del periodo precedente tramite le analisi del Bilancio energetico 2014-2016 e imposta il lavoro attraverso gli obiettivi aggiornati. Il gruppo di lavoro che lo ha redatto è fatto di una rete di competenze interne ai diversi dipartimenti della Provincia di Trento, che ha mantenuto il fulcro nell'Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia. Assieme all'Università degli studi di Trento,

la Fondazione Edmund Mach e la Fondazione Bruno Kessler è stato effettuato un lavoro importante di studio e analisi.

È un piano in parte scritto durante la crisi epidemiologica dovuta al Sars-Covid19 che quindi riflette anche quello che la pandemia lascerà nelle nostre abitudini, nell'ambiente e nell'energia come l'home working o la digitalizzazione.

Uno dei temi alla base del piano è la lotta al cambiamento climatico: la riduzione del consumo energetico e la transizione verso forme di energia rinnovabile sono argomenti che il PEAP pone tra quelli fondanti. L'obiettivo dato per la riduzione delle emissioni di gas climalteranti è molto alto, ma recepisce le ultime indicazioni europee che hanno portato il target di riduzione delle emissioni nel 2030 al 55% rispetto al 1990, superando il 50% di riduzione previsto dalla Legge Provinciale 19/2013. In questa partita il PEAP ha un valore importante in quanto, nella Strategia Provinciale di sviluppo sostenibile e nella Strategia provinciale di mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici rappresenta lo strumento che definisce e coordina le azioni di mitigazione. Il piano affronta in maniera incisiva la riduzione dei consumi energetici e delle conseguenti emissioni, con particolare riferimento in primis al settore edilizio che rappresenta oggi, in termini di consumi, il 40% del fabbisogno provinciale di energia. Vengono anche affrontati il tema dell'efficientamento dell'industria, che può avere un certo peso agendo su processi e impianti, e quello della gestione e riqualificazione energetica del patrimo-



nio pubblico della Provincia. Viene inoltre sviluppato l'argomento della mobilità dove da una parte si deve agire nella riduzione degli spostamenti, dall'altra vanno poste le basi per la transizione verso mezzi di trasporto più sostenibili.

Per gli obiettivi di decarbonizzazione il piano prevede di proseguire nelle azioni di transizione verso fonti rinnovabili puntando all'autonomia energetica della nostra provincia. Il Trentino parte da una buona posizione, ma il Piano prevede, oltre al mantenimento della produzione idroelettrica, settore strategico per il Trentino, anche importanti azioni che riguardano la biomassa legnosa, con particolare riguardo agli impianti di teleriscaldamento come fonti di produzione di energia rinnovabile.

Parallelamente ci sono anche ragionamenti sullo sviluppo di una filiera dell'idrogeno, la valorizzazione del calore di scarto da processi industriali, l'incremento della produzione di biogas, guardando all'innovazione per generare energia attraverso un'economia circolare. C'è poi la prospettiva di estensione della rete di distribuzione del gas metano, che permetterà di far transitare una buona quota di impianti di riscaldamento a gasolio e gpl verso il gas naturale. Un lavoro che va fatto coinvolgendo i territori nelle scelte.

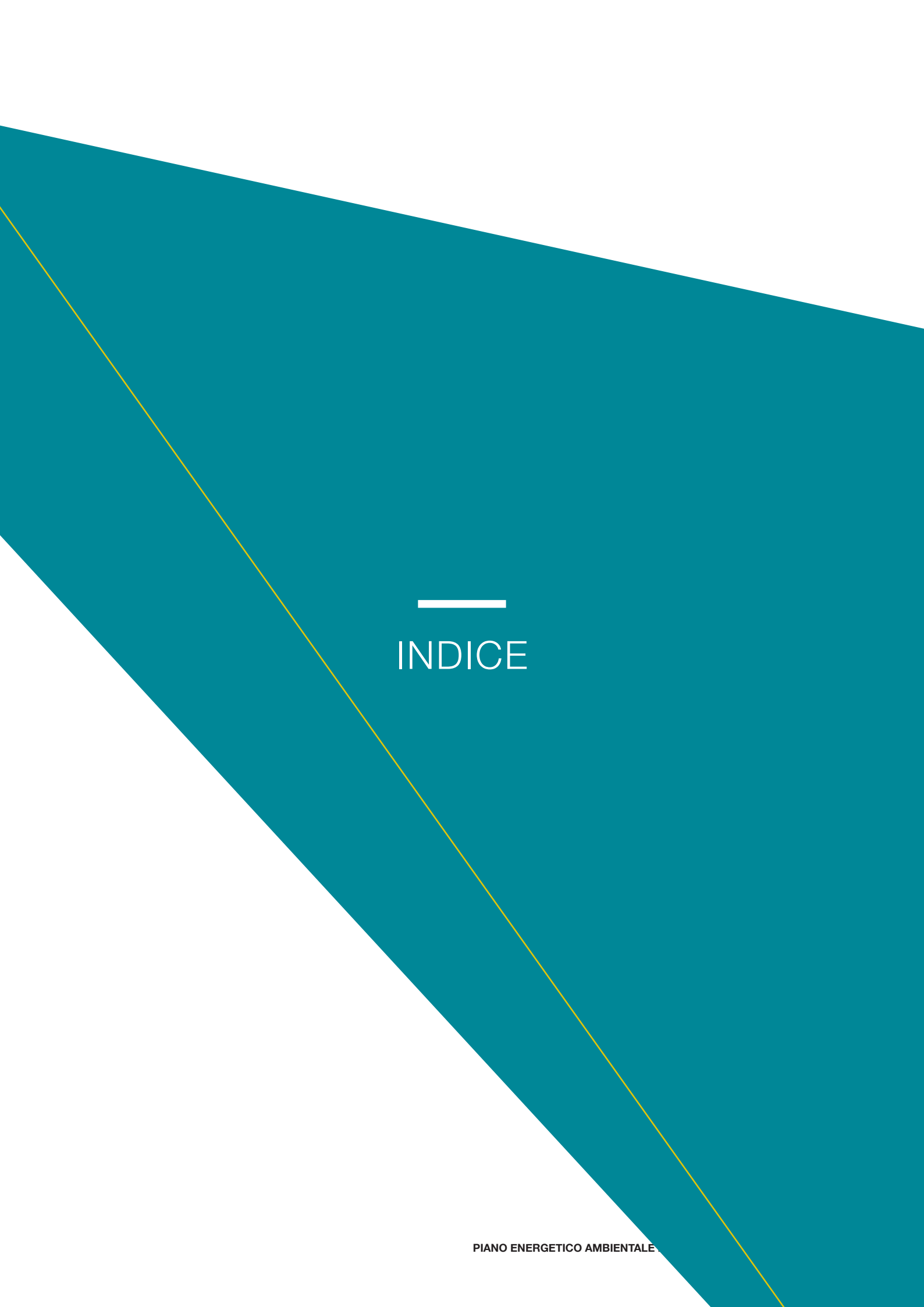
Viene poi approfondito il tema dell'energia prodotta e condivisa a livello urbano e di quartiere, accompagnando la nascita di comunità energetiche: una nuova frontiera dell'energia a livello urbano che il Piano affronta mentre si sta definendo la normativa nazionale. Scelte che influiscono anche sull'assetto

legislativo-normativo e sulla pianificazione territoriale ed urbana, che nel piano viene affrontata per riuscire a calare queste strategie nel territorio in maniera rispettosa dell'ambiente e del paesaggio.

Tanti i settori interessati, tante le azioni da mettere in campo che riguardano una pluralità di argomenti e coinvolgono molti diversi attori. Un obiettivo ambizioso di abbattimento di emissioni che non si può raggiungere puntando tutte le pedine su un colore solo, ma che deve essere conseguito con una forte sinergia di azioni che operino in maniera trasversale e sinergica. La sfida dopo la pandemia è quella di una ripresa nella giusta direzione, il *new green deal* che alimenta il motore della ripartenza. In questa partita la Provincia indirizza le scelte e deve mettere nelle condizioni enti, imprese e cittadini di poter agire in prima persona, per la propria competenza e capacità, dando il proprio contributo in termini di efficienza e responsabilità. Perché usare bene l'energia e le tecnologie che ci sono messe a disposizione, cambiare in meglio i nostri comportamenti, significa agire per il clima e creare un modello virtuoso di sviluppo sostenibile per il nostro Trentino. Ora è importante agire bene, presto, tutti, per non far pagare alle generazioni future gli errori ereditati dal passato.

*Il Vicepresidente e Assessore all'urbanistica,
ambiente e cooperazione*

Mario Tonina



— INDICE

Premessa

Introduzione

Parte 1 / Il bilancio energetico provinciale 2014-2016

Parte 2 / Gli scenari di decarbonizzazione al 2030

SEZIONE 1 / ASSUNZIONI

- | | |
|-------------|---|
| CAPITOLO 1. | Downscaling di proiezioni climatiche a scala locale per il territorio della Provincia di Trento al 2030 |
| CAPITOLO 2. | Effetti dei cambiamenti climatici sulle precipitazioni e ripercussioni sulla risorsa idrica disponibile |
| CAPITOLO 3. | Emissioni di inquinanti atmosferici e qualità dell'aria ambiente |

SEZIONE 2 / GLI SCENARI PREVISIONALI

- | | |
|--------------|---|
| CAPITOLO 1. | Panoramica degli scenari previsionali |
| CAPITOLO 2. | Scenari dinamici integrati ottimizzati |
| CAPITOLO 3. | Scenario di riqualificazione energetica degli edifici residenziali in Trentino |
| CAPITOLO 4. | Scenario di penetrazione delle pompe di calore per il riscaldamento e la produzione acqua calda sanitaria |
| CAPITOLO 5. | Programma di gestione ed efficientamento del patrimonio della Provincia autonoma di Trento |
| CAPITOLO 6. | Scenario di riduzione delle emissioni del comparto industriale trentino |
| CAPITOLO 7. | Scenario di riduzione dei consumi del settore dei trasporti: la mobilità sostenibile |
| CAPITOLO 8. | Valorizzazione energetica della biomassa legnosa trentina |
| CAPITOLO 9. | Scenario di valorizzazione energetica del potenziale di biogas |
| CAPITOLO 10. | Scenari di produzione di energia idroelettrica |
| CAPITOLO 11. | Valutazioni preliminari sul potenziale impatto delle comunità di energia rinnovabile (comunità energetiche) |
| CAPITOLO 12. | Pianificazione estensione servizio distribuzione del gas naturale |
| CAPITOLO 13. | La dimensione energetica, l'ambiente costruito ed il paesaggio |

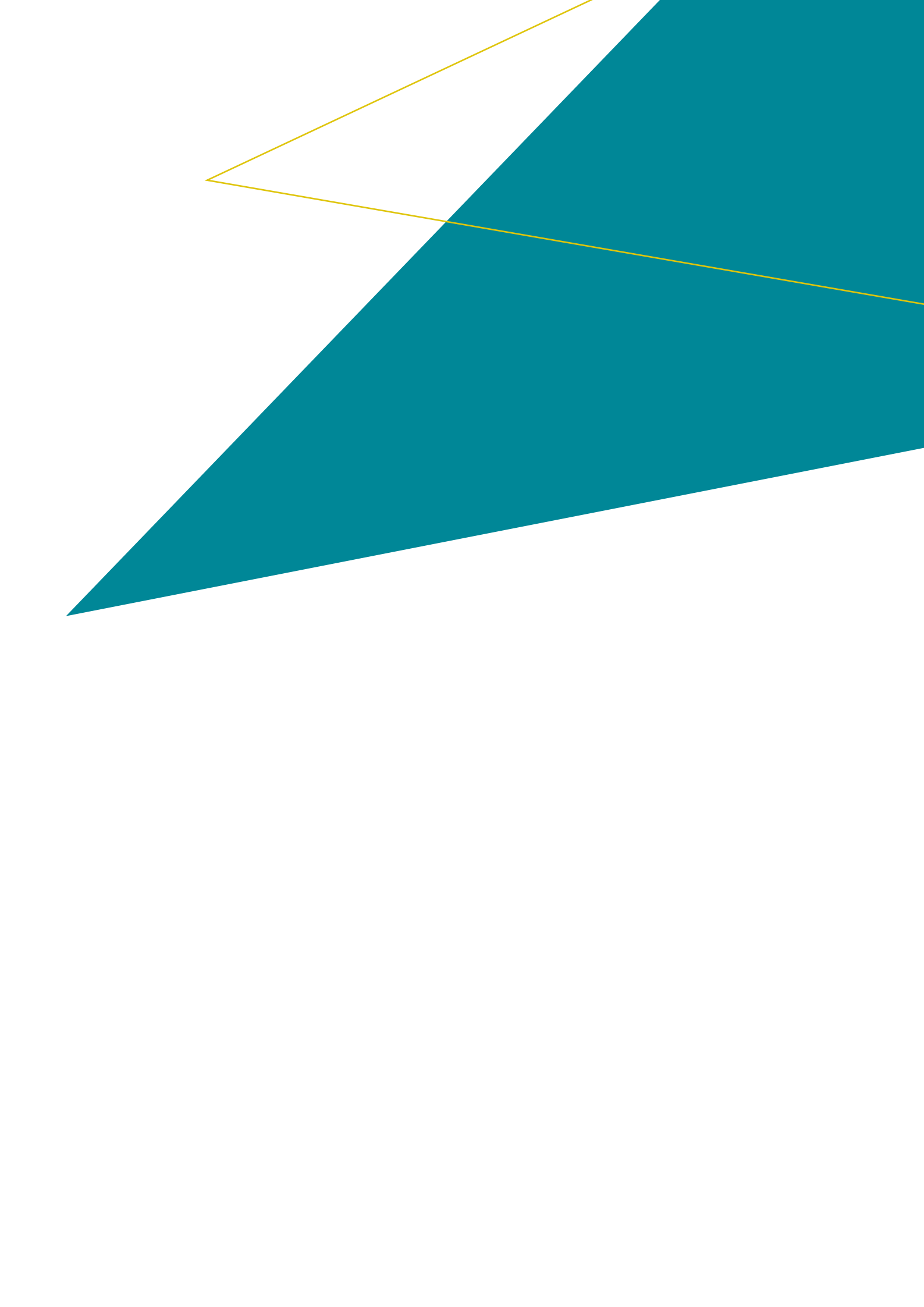
Parte 3 / Il sistema energetico del Trentino al 2030

Parte 4 / La transizione al 2030: le azioni

Bibliografia

Indice Allegati tecnici

AT1	Analisi flussi energetici
AT2	Variazione di temperatura
AT3	Elaborazione scenari dinamici integrati ottimizzati
AT4	Scenario riqualificazione energetica edifici civili
AT5	Ricostruzione quantitativa delle riqualificazioni energetiche effettuate sugli edifici residenziali in Trentino dal 1990 al 2017
AT6	Scenario di penetrazione delle pompe di calore per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria
AT7	Scenario riduzione delle emissioni del comparto industriale trentino
AT8	Valutazioni sulla potenziale produzione di biogas in Trentino
AT8.1	Appendice Biogas
AT9	Valutazioni del potenziale impatto delle comunità di energia rinnovabile
AT10	Scenario integrazione dell'idrogeno nella rete gas della P.a.T.



Introduzione

Il Piano Energetico Ambientale Provinciale è il documento di programmazione provinciale degli interventi in materia di energia previsto dall'art. 2 della Legge provinciale 4 ottobre 2012, n. 20.

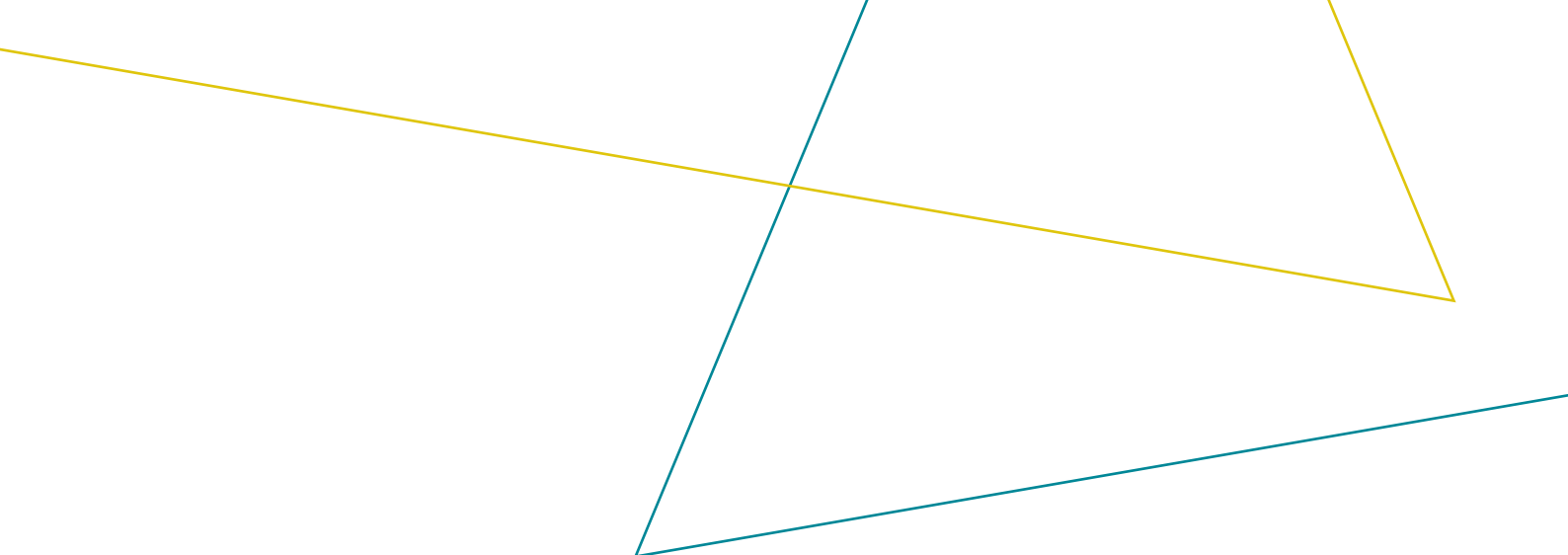
Esso ha un ruolo importante e strategico in quanto individua le linee generali necessarie per il raggiungimento delle finalità di decarbonizzazione dell'intero territorio provinciale e definisce le strategie prioritarie dirette al loro raggiungimento. Gli strumenti della programmazione provinciale di settore tengono conto degli obiettivi identificati nel piano energetico-ambientale provinciale e ne recepiscono gli indirizzi individuando le specifiche azioni settoriali. Si demanda ad essi per gli specifici ambiti di competenza.

Il PEAP 2021-2030 si pone l'obiettivo generale di ridurre le emissioni dei gas che contribuiscono al cambiamento climatico al 2030 del 55% rispetto al 1990, superando l'attuale obiettivo della legge provinciale n. 19/2013 (-50% di emissioni climalteranti). Con specifico riguardo agli obiettivi del PEAP, analizzando i consumi energetici nel periodo 2014-2016 si capisce che siamo quasi a metà strada: nel 2016 il Trentino ha ridotto le emissioni del 20,6% rispetto al 1990. Se è questo un buon punto di partenza, frutto del virtuoso lavoro svolto in passato e contenuto nei precedenti piani, raggiungere l'obiettivo da oggi al 2030 prevede uno sforzo importante che coinvolge tutti i settori.

Un traguardo ambizioso contenuto nel documento, frutto di oltre due anni di approfondito lavoro da parte dell'Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia assieme ad un gruppo di lavoro del quale hanno fatto parte l'Università degli Studi di Trento, la Fondazione Bruno Kessler e la Fondazione Edmund Mach.

Si tratta di un Piano sufficientemente complesso che, riconoscendo alcuni trend sia tecnologici sia socio-economici, delinea un sistema energetico per il Trentino al 2030 che possa consentire di raggiungere le riduzioni di emissioni climalteranti con un insieme di tecnologie, introducendone di nuove ma anche mantenendo quelle esistenti, ove efficaci.

Quanto contenuto del piano, frutto delle valutazioni e degli approfonditi studi compiuti dal gruppo di lavoro che lo ha redatto, delinea, quindi, le linee strategiche che in maniera diretta e coordinata si prevede possano portare all'obiettivo di riduzione delle emissioni che ci si è posti. Si tratta di linee strategiche ed azioni con carattere prioritario, che non devono essere lette come le uniche pratiche virtuose ammesse, bensì come quelle che - stante la realtà territoriale trentina - permettono le esternalità ambientali più rilevanti. Anche a fronte delle evoluzioni tecnologiche che avverranno nel corso di validità del piano, il carattere di questo documento favorisce azioni, anche sperimentali, che concorrono alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti.



1. Inquadramento Normativo

1.1 / Inquadramento normativo europeo

Il pacchetto **“Energia pulita per tutti gli europei”** è un insieme di otto atti legislativi sulla prestazione energetica degli edifici, l'energia rinnovabile, l'efficienza energetica, la governance e la progettazione del mercato elettrico. La Commissione Europea ha pubblicato la sua proposta iniziale per il pacchetto nel novembre 2016, completato con la pubblicazione dei suoi testi finali nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea nel giugno 2019, dopo un trilogico tra Commissione europea, Consiglio e Parlamento.

Le 5 dimensioni sottese al pacchetto e nell'ottica dell'Unione dell'Energia sono:

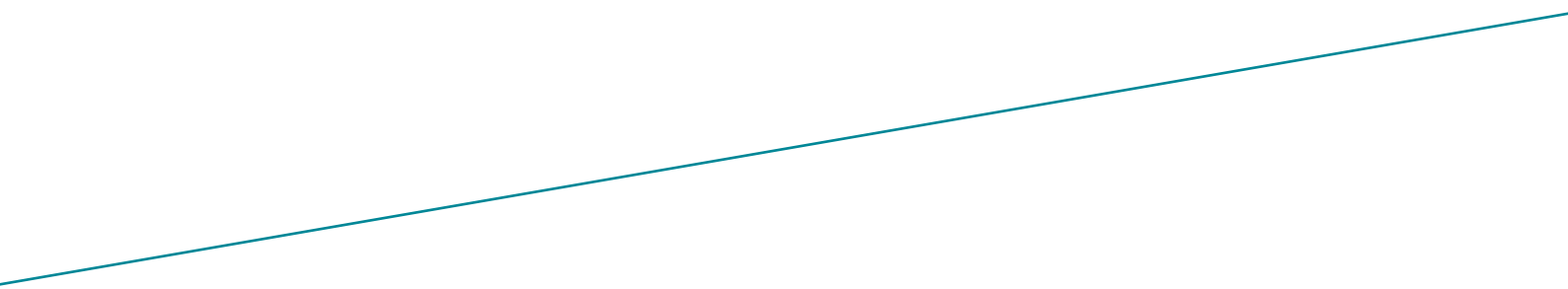
1. sicurezza energetica;
2. mercato interno dell'energia;
3. efficienza energetica;
4. decarbonizzazione dell'economia;
5. ricerca, innovazione e competitività.

Più specificamente, il pacchetto aggiorna i seguenti obiettivi dell'UE per il 2030:

- Riduzione del 40% delle emissioni di gas serra (GHG) rispetto ai livelli del 1990;
- 32% per le fonti energetiche rinnovabili (FER) nel mix energetico dell'UE;
- Obiettivo di efficienza energetica del 32,5%, rispetto a uno scenario di base stabilito nel 2007.

Le quattro direttive ed i quattro regolamenti sottesi sono:

- Direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia (UE) 2018/844: la direttiva, che aggiorna e modifica molte disposizioni della Direttiva 2010/31/UE, contiene disposizioni inerenti, tra l'altro, target di efficientamento energetico degli edifici, certificazione energetica, modalità di verifica, monitoraggio e controllo dell'uso dell'energia e la fissazione di obblighi relativi all'installazione di punti di ricarica elettrica.
- Direttiva sulle energie rinnovabili (UE) 2018/2001: la direttiva stabilisce un obiettivo generale vincolante del 32% per le fonti energetiche rinnovabili (FER) nel mix energetico dell'UE entro il 2030. Oltre a questo la direttiva definisce inoltre una serie di obiettivi specifici quali, in particolare: a) un incremento dell'1,3% della quota di energia rinnovabile nel settore del riscaldamento e del raffrescamento come media annuale calcolata in termini di quota nazionale dei consumi finali di energia; e b) una quota minima di energia da fonti rinnovabili pari al 14% del consumo finale di energia nel settore dei trasporti entro il 2030 per ogni Stato membro. Di particolare interesse, inoltre, risulta essere la peculiare attenzione posta sull'autoconsumo di energia rinnovabile. Difatti, l'Art. 21 prevede che ai consumatori sia consentito non solo di divenire autoconsumatori di energia rinnovabile, ma anche di poter produrre, immagazzinare e vendere le relative eccedenze di produzione, sia individualmente che per il tramite di soggetti aggregatori, garantendo i loro diritti di consumatori. Ulteriore novità introdotta dall'Art. 22 della direttiva 2018/2001/UE è l'istituto della “comunità di energia rinnovabile”. Tali comunità dovranno avere il diritto di produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile. Potranno inoltre scambiare, all'interno della comunità, l'energia rinnovabile prodotta dal-



la stessa e accedere a tutti i mercati dell'energia elettrica appropriati, direttamente o mediante aggregazione, in modo non discriminatorio.

- Direttiva sull'efficienza energetica (UE) 2018/2002: la direttiva fissa un obiettivo del 32,5% per l'efficienza energetica al 2030, rispetto a uno scenario di base stabilito nel 2007. Comprende anche disposizioni che estendono l'obbligo di risparmio energetico e telelettura, ampliando i diritti dei consumatori.
- Governance of the Energy Union Regolamento (UE) 2018/1999: il regolamento stabilisce un nuovo sistema di governance per l'Unione dell'energia. Ciascuno Stato membro deve stabilire un piano nazionale integrato per l'energia e il clima per il periodo dal 2021 al 2030, con una visione a più lungo termine verso il 2050.
- Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica (UE) 2019/943: il regolamento mira a creare mercati elettrici nazionali "efficienti e integrati, che consentano un accesso non discriminatorio a tutti i fornitori di risorse e ai clienti dell'energia elettrica, responsabilizzino i consumatori, assicurino la competitività sul mercato globale, la gestione della domanda, lo stoccaggio di energia e l'efficienza energetica [...]".
- Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica (UE) 2019/944: la direttiva stabilisce le regole per la generazione, trasmissione, distribuzione, fornitura e stoccaggio dell'elettricità. Comprende anche l'empowerment dei consumatori, volto a qualificare i consumatori stessi come "clienti attivi", e aspetti di protezione, nonché introduce la novella dell' Energy Community of Citizens. Da ultimo, tra le finalità della direttiva 2019/944/UE, degna di menzione risulta senz'altro quella di delineare un nuovo assetto del mercato dell'energia elettrica in

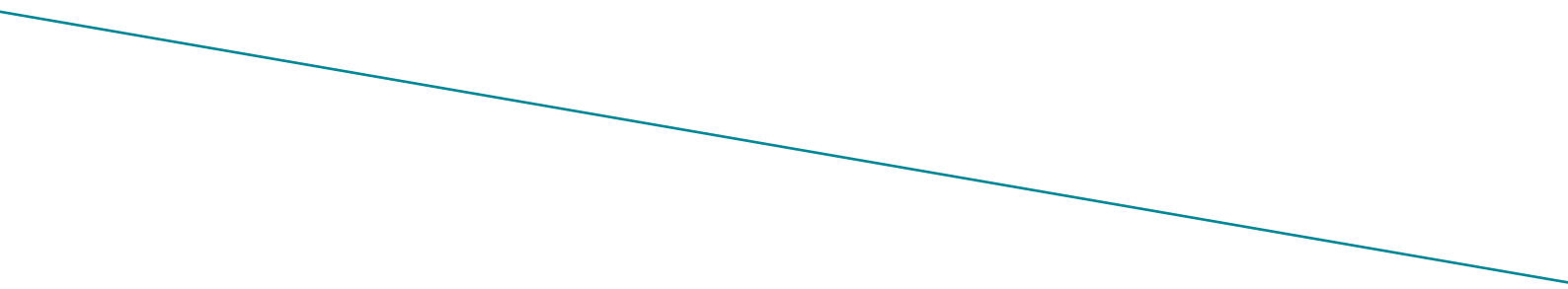
cui i servizi di stoccaggio siano basati esclusivamente sul mercato e pertanto siano erogati unicamente su base competitiva.

- Regolamento sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica (UE) 2019/941: il regolamento impone agli Stati membri di preparare piani su come affrontare potenziali future crisi elettriche.
- Regolamento ACER (UE) 2019/942: il regolamento aggiorna il ruolo e il funzionamento dell'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia.

Si mettono in evidenza anche le seguenti Comunicazioni della Commissione significative per il Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030:

- "A Renovation Wave for Europe - greening our buildings, creating jobs, improving lives";
- "A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe";
- "Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration";
- "The European Green Deal";
- "An EU-wide assessment of National Energy and Climate Plans Driving forward the green transition and promoting economic recovery through integrated energy and climate planning";
- "Stepping up Europe's 2030 climate ambition Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people".

A gennaio 2020, con la comunicazione sul *Green Deal* (COM(2019)640), la Commissione UE ha definito una roadmap volta a rafforzare l'ecosostenibilità dell'economia dell'Unione europea attraverso un ampio spettro di interventi che insistono prioritariamente sulle competenze degli Stati membri e interessano prevalentemente l'energia, l'industria (inclusa quella



edilizia), la mobilità e l'agricoltura. Il Green Deal intende, in sostanza, superare quanto già stabilito dal Quadro 2030 per il clima e l'energia. Al riguardo, con la finalità di includere quanto così enunciato in via programmatica in un atto giuridico vincolante, la Commissione, a marzo 2020, ha proposto la Climate Law, a modifica del regolamento 2019/1999, prevedendo la possibilità di definire un obiettivo intermedio vincolante al 2030.

Successivamente, la Comunicazione *“Stepping up Europe’s 2030 climate ambition Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people”*, tenendo conto dell'analisi dei piani integrati nazionali per l'energia e il clima presentati alla Commissione ai sensi del Regolamento (UE) 2018/1999 e alla luce dell'obiettivo di neutralità climatica al 2050, delinea un'ulteriore specifico obiettivo di riduzione entro il 2030 delle emissioni di gas ad effetto serra. In continuità, a settembre 2020, tale possibilità è stata fatta propria dalla Commissione che ha proposto un ulteriore emendamento alla Climate Law inserendo un articolo aggiuntivo che propone l'obiettivo intermedio di riduzione dei GHG al 55% entro il 2030. Il 23 ottobre 2020 il Consiglio Europeo ha raggiunto un **partial general agreement**, dando mandato alla Presidenza di avviare i negoziati con Parlamento e Commissione sulla generalità del testo della proposta legislativa. L'11 dicembre 2020 il Consiglio Europeo ha adottato le proprie conclusioni che contengono la definizione del 55% come obiettivo intermedio al 2030 di riduzione dei GHG. Seguiranno le dovute modifiche a leggi, regolamenti e direttive europee.

Sull'attuazione del *Green Deal* europeo e sulle risorse finanziarie destinate a realizzarlo, ha inciso la crisi pandemica e la necessità dell'UE di predisporre un piano di ripresa dell'economia europea per far fronte ai danni economici e sociali causati dall'epidemia. Le risorse

se per l'attuazione del Green Deal rientrano nel Piano finanziario per la ripresa e la resilienza, costituendone una delle priorità: sostenere la transizioni verde e digitale e promuovere una crescita sostenibile.

In particolare, il 30% dei 750 miliardi di € del bilancio di Next Generation EU deriverà da obbligazioni verdi e il 37% dei finanziamenti sarà investito negli obiettivi del Green Deal europeo. I progetti e le iniziative nell'ambito dei Programmi nazionali di ripresa e di resilienza dovranno dunque essere conformi - oltre che alle Raccomandazioni specifiche indirizzate al Paese dal Consiglio - alle sfide e alle priorità di policy individuate nell'ambito del Semestre europeo, in particolare quelle legate alle transizioni verde e digitale. Dovranno altresì risultare coerenti con i contenuti del Piano integrato energia e clima (PNIEC) e dei Piani presentati nell'ambito del Just Transition Fund e negli accordi di partenariato e altri programmi operativi dell'UE.

1.2 / Inquadramento normativo nazionale

A scala nazionale, il Governo italiano ha inviato il proprio PNIEC per gli anni 2021-2030 alle Istituzioni europee a gennaio 2020, a seguito di una interlocuzione intercorsa con le istituzioni nazionali ed europee ed una consultazione pubblica.

I principali obiettivi del PNIEC italiano sono:

- una percentuale di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE;
- una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 22% a fronte del 14% previsto dalla UE;
- una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5%;

- la riduzione dei “gas serra”, rispetto al 2005, con un obiettivo per tutti i settori non ETS del 33%, superiore del 3% rispetto a quello previsto dall’UE. Nel quadro di un’economia a basse emissioni di carbonio, PNIEC prospetta inoltre il phase out del carbone dalla generazione elettrica al 2025.

A livello legislativo, è stato poi avviato il recepimento delle Direttive europee, come segue:

- Il Decreto legislativo n. 48 del 10 giugno 2020 ha recepito nell’ordinamento interno la Direttiva (UE) 2018/844 sulla prestazione energetica nell’edilizia (Direttiva EPBD-Energy Performance of Buildings Directive);
- Il Decreto legislativo n. 73 del 14 luglio 2020 ha dato recepimento alla Direttiva UE 2018/2002 sull’efficienza energetica;
- Il Decreto Legislativo n. 47 del 9 giugno 2020 recepisce la Direttiva (UE) 2018/410, che stabilisce il funzionamento dell’Emissions Trading System europeo (EU-ETS) nella fase IV del sistema (2021-2030);
- Il Disegno di legge di delegazione europea 2019 (A.S. 1721-A) contiene, infine, la delega al Governo per l’attuazione della Direttiva UE 2018/2001 sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili (articolo 5), la delega per l’attuazione della Direttiva (UE) 2019/944, sul mercato interno dell’energia elettrica (articolo 12) e la Delega per l’adeguamento dell’ordinamento nazionale alle norme del mercato dell’energia elettrica contenute nel Regolamento (UE) n. 2019/943/UE (articolo 19).

A gennaio 2021 è stata pubblicata la “*Strategia Italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni*

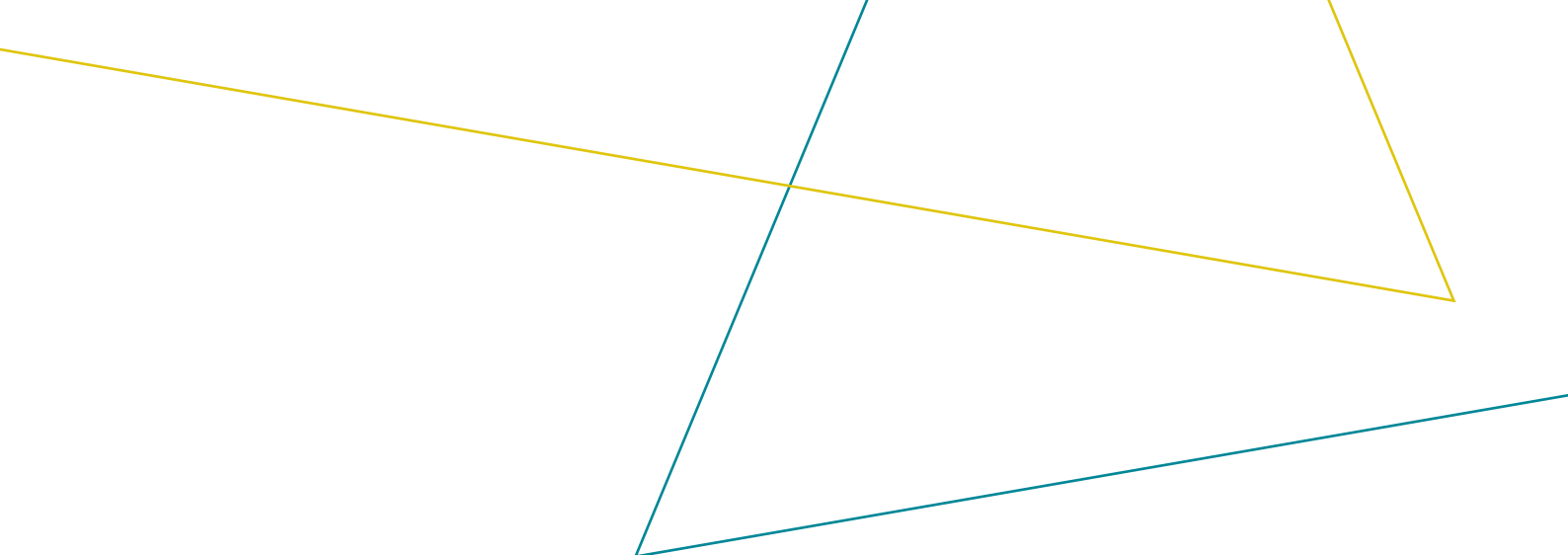
dei gas effetto serra”, che individua i possibili percorsi per raggiungere al 2050, una condizione di “neutralità climatica”, nella quale le residue emissioni di gas a effetto serra sono compensate dagli assorbimenti di CO₂ e dall’eventuale ricorso a forme di stoccaggio geologico e riutilizzo della CO₂ (CCS-CCU).

1.3 / Inquadramento normativo provinciale

A livello provinciale, la Legge provinciale n.19/2013 all’art. 23 definisce gli obiettivi di riduzione delle emissioni e di consumi energetici al 2030 e al 2050, prefigurando l’autonomia energetica entro il 2050 e contemporaneamente il concetto di Trentino Zero Emissions (riduzione del 90% emissioni rispetto ai livelli del 1990) entro il 2050, mentre la riduzione del 50% entro il 2030.

La L.P. n. 20/2012 - legge provinciale sull’energia - definisce e coordina le politiche energetiche della Provincia di Trento, in applicazione dello Statuto Speciale, e definisce la programmazione provinciale degli interventi in materia di energia. È in tale norma, con le successive modifiche introdotte anche dalla legge provinciale n.9 del 2020, che si trovano gli strumenti per agire nei vari settori dell’energia per raggiungere gli obiettivi del piano.

Il presente piano e l’obiettivo di riduzione delle emissioni climalteranti, hanno necessariamente valenza multisettoriale e gli aspetti trattati coinvolgono norme di settore e strumenti di pianificazione trasversali. Gli obiettivi sono integrati nelle scelte di piano e nelle programmazioni settoriali oltre che nei documenti di governo, e le scelte sono attuate valutando la coerenza con gli altri strumenti di pianificazione previsti. In primo luogo il Programma di Sviluppo Provinciale, lo strumento che ogni legislatura pianifica le azioni di



sviluppo del territorio provinciale e che sta alla base delle azioni amministrative attuate anno dopo anno. Vanno poi citati per esempio la Legge Provinciale n.6/2017 - pianificazione e gestione degli interventi di mobilità sostenibile - che all'art. 2 pone come obiettivo al 2030 che il 60% degli spostamenti siano sostenibili e definisce i contenuti del Piano Provinciale della mobilità. La legge provinciale n. 11/2007 - legge sulle foreste e sulla protezione della natura che oltre a regolare la gestione del demanio forestale ed idrico prevede azioni di valorizzazione della filiera foresta, legno, energia. La Legge Provinciale n. 15/2015 - legge per il governo del territorio, che norma la pianificazione urbanistica ed edilizia, assieme alla Legge Provinciale 1/2008 che ha uno specifico capitolo sull'edilizia sostenibile e non da ultimo la Legge Provinciale 9/2020, che interviene modificando varie norme che disciplinano l'energia e la recente Legge Provinciale 6/2021 in materia di concessioni idroelettriche.

Alla legislazione si aggiungono gli strumenti di pianificazione territoriale a varie scale, in primis il Piano Urbanistico Provinciale e il Piano Provinciale per la Qualità dell'aria, approvato con delibera n.1387/2018 che racchiude tematiche complementari al Piano Energetico, ma anche il Piano di Tutela delle Acque (per il quale è avviato l'aggiornamento previsto ai sensi degli artt. 121 e 122 del D. Lgs 152/2006) e il Piano Generale di Utilizzazione delle Acque pubbliche (approvato con DPR del 15 febbraio 2006) solo per citare quelli principalmente afferenti il presente piano. Infine, vanno menzionate le azioni che la Provincia Autonoma di Trento sta portando avanti in materia di clima, sempre ai sensi della Legge Provinciale 17 settembre 2013 n.19, ed in particolare la redazione del programma di lavoro "Trentino Clima 2021-2023", in via di approvazione, che sottende l'elaborazione del Piano Clima per la provincia di Trento. Va qui sottoli-

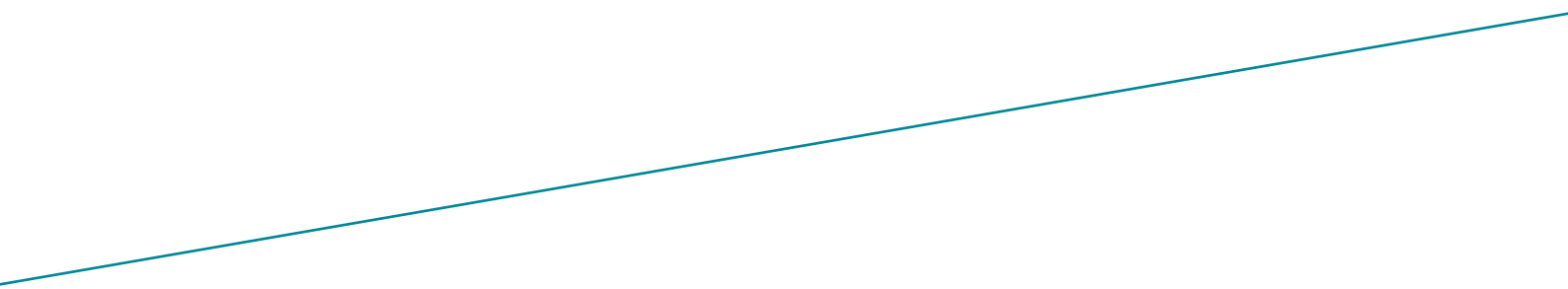
neato che il Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030 ne è parte integrante e sostanziale come strumento atto alla mitigazione.

Sulla base di quanto citato ed in conformità a quanto previsto dall'articolo 2 della Legge Provinciale n.20/2012, l'Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia ha provveduto, in collaborazione con l'Università degli Studi di Trento (Dipartimento di Ingegneria Civile, Ambientale, Meccanica), la Fondazione Bruno Kessler e la Fondazione Mach (Unità Risorse ambientali energetiche e zootecniche), alla redazione di questo Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030.

2. Inquadramento metodologico

Dal punto di vista dell'approccio metodologico, il PEAP 2021-2030 tiene conto come obiettivo generale al 2030 quello stabilito all'art.23 della legge provinciale n.19/2013, contemporaneamente viene considerato anche il target europeo così come stabilito nelle Conclusioni del Consiglio Europeo dell'11 dicembre 2020:

"To meet the objective of a climate-neutral EU by 2050 in line with the objectives of the Paris agreement, the EU needs to increase its ambition for the coming decade and update its climate and energy policy framework. To that end, the European Council endorses a binding EU target of a net domestic reduction of at least 55% in greenhouse gas emissions by 2030 compared to 1990. It calls on the co-legislators to reflect this new target in the European Climate Law proposal and to adopt the latter swiftly."



Le analisi preparatorie relative agli scenari di decarbonizzazione al 2030 riflettono quindi i diversi possibili sistemi energetici connessi ai tre obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ rispetto al 1990, con un'attenzione a lungo termine al 2050:

- **Low Carbon (LC)**, con una **riduzione del 40% al 2030 e 80% al 2050**, come previsto a livello europeo antecedentemente all'emendamento della Climate Law;
- **Low Carbon + (LC+)**, con una **riduzione incrementata al 50% nel 2030 e 90% al 2050**, in linea con la legislazione provinciale (l.p. n.19/2013);
- **Low Carbon ++ (LC++)**, con una **riduzione delle emissioni del 55% al 2030** adeguandosi al nuovo target europeo.

Gli obiettivi specifici del PEAP 2021-2030 sono da ascrivere a quanto stabilito nella legge provinciale n.20/2012, cioè la promozione dello sviluppo delle fonti rinnovabili, assicurando condizioni di compatibilità ambientale, paesaggistica e territoriale, e la riduzioni delle emissioni inquinanti e climalteranti, promuovendo efficienza energetica e risparmio, favorendo la mobilità sostenibile, la ricerca e lo sviluppo di attività di green economy.

Nel dettaglio, a seguito dell'elaborazione del bilancio energetico provinciale per gli anni 2014-2016 e di una serie di assunzioni legate alle principali matrici ambientali, quali le modifiche alle principali grandezze climatiche, così come lo stato della qualità dell'aria e delle acque, il sistema energetico preferibile per il Trentino al 2030 è definito grazie all'esame di una serie di possibili sviluppi futuri tramite una metodologia previsionale quantitativa integrata.

Sono stati identificati undici principali scenari preparatori, globali e settoriali, di decarbonizzazione per

il sistema energetico trentino attuale. Questi sono in linea con quelli considerati a livello comunitario e nazionale, con alcune ovvie specificità territoriali. Gli scenari non vengono solo esplorati in maniera isolata ma anche integrata, attraverso l'interazione dei differenti elementi nella modellazione di ottimizzazione dinamica. Alla base di alcune di queste previsioni vi sono considerazioni su condizioni al contorno, ambientale, economico, normativo-regolatorio, che hanno, talvolta, ex ante, orientato alcune scelte e determinato gli ambiti di analisi e le ipotesi di lavoro.

Alla luce dei risultati delle suddette analisi scenariarie preparatorie, il Piano definisce una strategia provinciale, dettagliata in dodici linee strategiche, e le azioni che possono supportare la transizione.

E' importante sottolineare che i risultati dei diversi modelli non rappresentano evidenze certe ed immutabili, seppur, in un contesto globale e nazionale come quello del 2020, alcuni risultati mantengono una loro intrinseca robustezza tale da ricondurli ad un approccio "win-win", di comune interesse, ambientale e anti-ciclico.

3. Procedura

Dal punto di vista procedurale, con Delibera della Giunta Provinciale n. 482/2018 si è costituito il Gruppo di lavoro attraverso la sottoscrizione di un Protocollo d'Intesa tra la Provincia di Trento (Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia e i Dipartimenti della Provincia interessati), l'Università degli Studi di Trento (Dipartimento di Ingegneria Civile, Ambientale e Meccanica), la Fondazione Bruno Kessler e la Fondazione Edmund Mach. Questo con la finalità di istituire una nuova modalità condivisa di

approntare la proposta del nuovo Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030 valorizzando le competenze accademiche e tecniche del territorio trentino, stimolando la sinergia e la collaborazione tra enti e attori locali.

Si è approntato, alla fine del 2020, un documento preliminare che, alla luce degli obiettivi da conseguire, dei risultati già ottenuti e degli strumenti esistenti, ha tratteggiato i contenuti e le modalità più efficaci di intervento da parte della Provincia sui quali sviluppare il Piano vero e proprio.

Il documento preliminare così formato è stato proposto all'Assessore competente a dicembre 2020 al fine di una sua valutazione quale piattaforma di contenuti. Su questo è stato aperto un confronto al fine di illustrare i punti principali del documento e ricevere eventuali osservazioni e proposte.

La procedura di redazione del PEAP prevista dalla L.P. 20/2012 non prevede un processo di partecipazione pubblica, eccettuato per il deposito dei documenti dopo l'adozione preliminare e il recepimento delle osservazioni. Considerato che il Piano per sua natura ha effetti trasversali su vari settori pubblici e privati, si è ritenuto comunque importante prevedere una fase partecipativa anche in fase di stesura del documento preliminare.

La fase partecipativa svoltasi durante l'elaborazione del documento preliminare e conclusa nella primavera del 2021, si è sviluppata, causa emergenza epidemiologica da Covid19, attraverso i tavoli organizzati per la redazione della Smart Specialisation Strategy 2021-2027 (S3 2021-2027), quanto previsto per la Strategia Provinciale per lo Sviluppo Sostenibile (SproSS) e momenti verticali che hanno coinvolto i Comuni, le Comunità di valle ed altri enti, strutture e soggetti portatori di interessi collettivi.

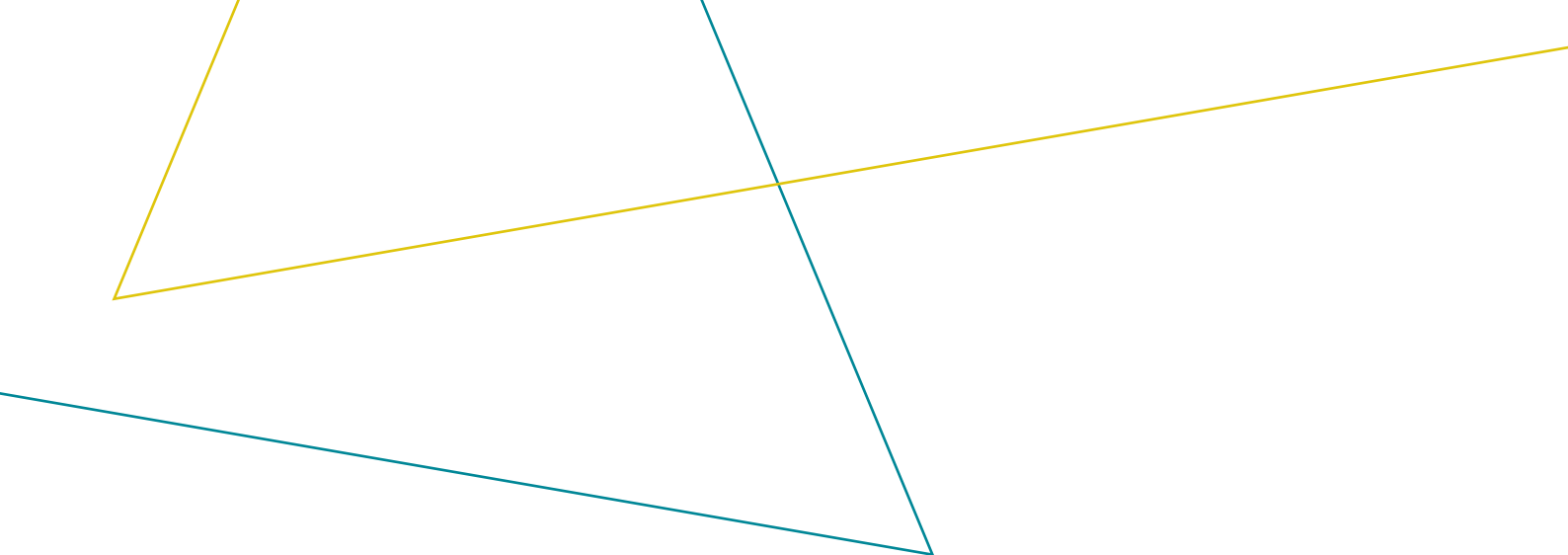
Più nel dettaglio, la partecipazione è stata sviluppata

in maniera differente a seconda dei temi trattati ed è stata affrontata con tre approcci paralleli, proprio in considerazione della tipologia di tematica affrontata:

- Partecipazione pubblica (con pubblico o con gruppi di studenti). Le limitazioni hanno fatto in modo che tale partecipazione - inizialmente prevista anche con eventi dedicati al PEAP - si sia incardinata sostanzialmente in quella fatta nel frangente della SproSS riguardante i temi maggiormente interessanti e coinvolgenti presenti nel PEAP.
- Partecipazione con gli Stakeholder esterni. E' stata effettuata con determinate categorie professionali coinvolte sia nel processo decisionale che in fase laboratoriale attraverso l'organizzazione di workshop dedicati.
- Partecipazione con gli Stakeholder interni. Ovvero il coinvolgimento nella redazione del PEAP o di specifici scenari, di esperti nei diversi settori, appartenenti alla Provincia Autonoma di Trento ma parte di strutture e dipartimenti diversi da quello che ha redatto il presente piano.

Ai sensi dell'art. 8 della Direttiva 2001/42/CE, concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente, recepita dalla PAT con la L.P. n. 10/2004, art. 11 e con il relativo regolamento applicativo emanato con Decreto del Presidente della Provincia 14 settembre 2006, n.15-68/Leg., l'approvazione del PEAP 2021-2030 va sottoposta alla procedura di Valutazione Ambientale Strategica, attraverso:

- la redazione, da parte della struttura ambientale competente, di un Rapporto Ambientale;
- la sottoposizione del Piano e del Rapporto Ambientale a consultazione pubblica tramite deposito della documentazione presso gli uffici competenti e

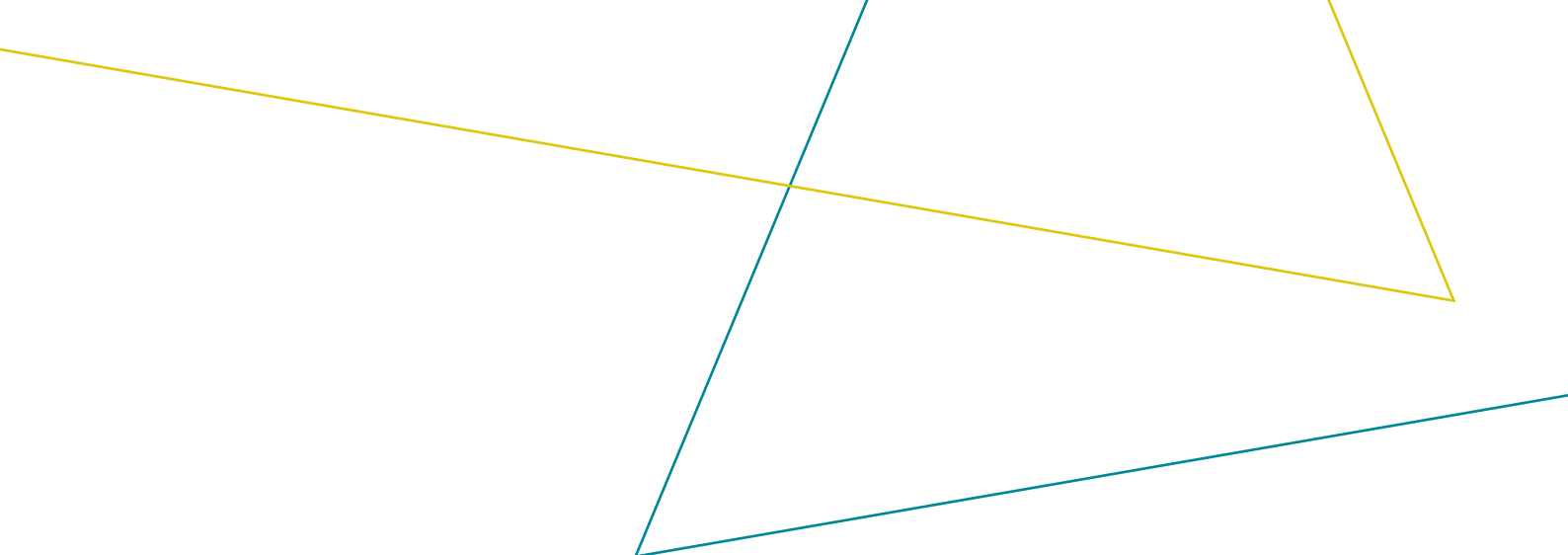
- 
- la pubblicazione di avviso su un quotidiano locale;
 - l'acquisizione delle eventuali osservazioni della struttura ambientale ai sensi dell'art. 5, comma 5, del decreto del Presidente della Provincia 14 settembre 2006, n. 15-68/Leg.
 - Il rapporto ambientale mostra in particolare una incidenza positiva con gli obiettivi di protezione ambientale e pertanto non si rendono necessarie misure di compensazione e/o mitigazione. La stima degli effetti ambientali evidenzia che le azioni determineranno un significativo miglioramento dell'ambiente grazie alla riduzione della CO₂ eq. emessa e al miglioramento della qualità dell'aria grazie soprattutto alle azioni riconducibili agli edifici civili e al settore dell'industria. La valutazione ambientale strategica prevede inoltre un sistema di monitoraggio ancorato su un gruppo di indicatori di contesto e un gruppo di indicatori prestazionali. Eventuali correzioni od implementazioni del Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030 saranno possibili se a valle dei monitoraggi, che avranno cadenza biennale, si dovessero riscontrare delle criticità.

Con deliberazione della Giunta Provinciale n.339 del 5 marzo/2021 è stato adottato in via preliminare il Piano energetico ambientale provinciale 2021-2030 e il relativo Rapporto ambientale. La deliberazione di approvazione del Piano è stata pubblicata sul Bollettino Ufficiale della Regione n. 10 dell'11 marzo 2021. Contestualmente si è provveduto alla trasmissione di copia del PEAP al Consiglio delle Autonomie Locali e alla competente commissione permanente del Consiglio provinciale (III commissione: energia, urbanistica, opere pubbliche, espropriazione, trasporti, protezione civile, acque pubbliche, tutela dell'ambiente,

caccia e pesca) per l'espressione del parere previsto dalla Legge Provinciale 4 ottobre 2012 n.20; e all'Agenzia Provinciale per la Protezione dell'Ambiente per il parere previsto ai sensi del decreto del Presidente della Provincia 14 settembre 2006, n. 15-68/Leg; Il Piano e il Rapporto Ambientale sono stati sottoposti a consultazione pubblica tramite la pubblicazione dell'estratto della delibera sul Bollettino ufficiale, la pubblicazione di un avviso su due quotidiani locali nonché il deposito della documentazione presso gli uffici e sul sito web dell'Agenzia per le Risorse Idriche e l'Energia per un periodo di 30 giorni. Nel periodo di pubblicazione del Piano l'Agenzia ha anche organizzato delle consultazioni dedicate ai portatori di interesse del territorio durante le quali chi si è iscritto aveva la possibilità di dialogare con il gruppo di lavoro che ha redatto il piano. Tali incontri non sostituivano la necessità di inviare osservazioni scritte ma sono stati un utile strumento per la presentazione dei contenuti del piano.

Nello specifico sono stati effettuati incontri dedicati alle associazioni di categoria, alle associazioni che si occupano di temi ambientali, agli enti locali e loro consorzi, agli enti di istruzione e ricerca del territorio, alle imprese del settore energetico e alle strutture provinciali e società partecipate. Si sono svolti 12 incontri che hanno affrontato vari temi e per ciascuno dei quali è stato redatto un verbale, reso pubblico attraverso la pubblicazione sul sito web di APRIE.

Parallelamente al periodo di deposito, la struttura competente relativamente alla stesura della Strategia Provinciale di Sviluppo Sostenibile (SproSS) ha effettuato delle interviste ai cittadini, sindaci, imprese e società di sistema del Trentino, quale parte del percorso di partecipazione previsto dalla deliberazione della Giunta provinciale n.2062 del 14 dicembre 2020. Considerati i temi di competenza del PEAP ed



in particolare quelli riconducibili all'obiettivo di "riduzione delle emissioni", nella stesura definitiva sono state valutate anche le considerazioni emerse da questo ulteriore processo partecipativo.

Al termine del periodo di consultazione, sono pervenuti sei pareri, oltre a quelli obbligatori, e sei note contenenti osservazioni, le quali sono state recepite in parte nella versione definitiva del piano. La delibera di approvazione del presente piano contiene lo schema di valutazione delle osservazioni pervenute.

Con nota di data 11 maggio 2021, prot. 0341749, l'Agenzia Provinciale per la Protezione dell'Ambiente, in quanto struttura di competenza per la Valutazione Ambientale Strategica, ai sensi dell'art. 5 bis del d.P.P. 14 settembre 2006, n. 15-68/Leg, esprime parere positivo in ordine ai profili ambientali del Piano, proponendo alcune integrazioni, anche solo di natura argomentativa e motivazionale di talune scelte strategiche

Da ultimo, con nota di data 24 maggio 2021 prot. 0375029 è pervenuto il parere favorevole della III commissione del Consiglio provinciale (che ha competenza in materia di Energia, urbanistica, opere pubbliche, espropriazione, trasporti, protezione civile, acque pubbliche, tutela dell'ambiente, caccia e pesca), la quale si è riunita per l'espressione riguardante il Piano Energetico Ambientale Provinciale in data 12 aprile 2021 e in data 19 maggio 2021.

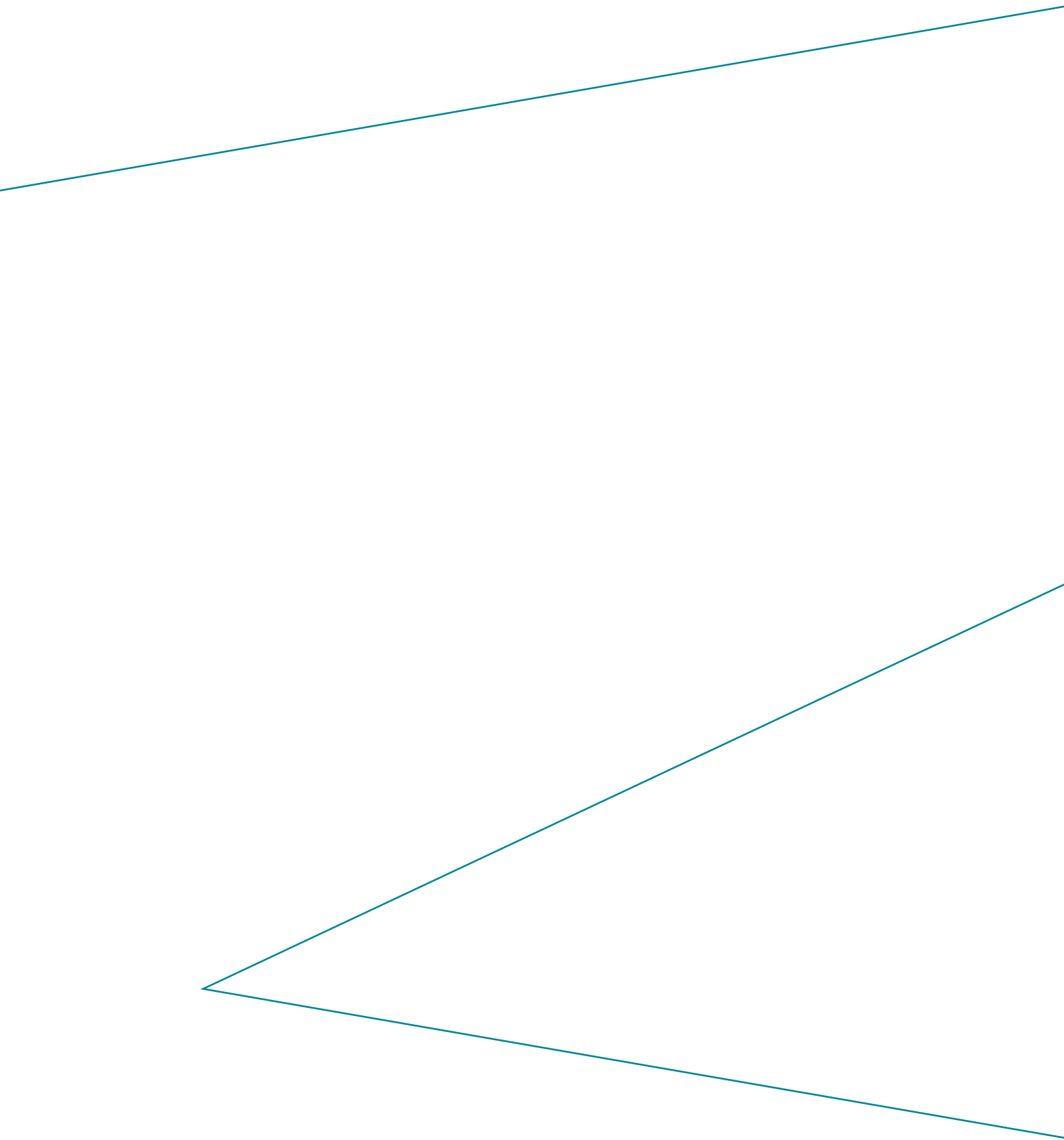
Su richiesta di alcuni consiglieri provinciali, in data 25 maggio 2021 si è tenuta anche una informativa della Giunta al Consiglio provinciale riguardante il Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030 e i pareri pervenuti.

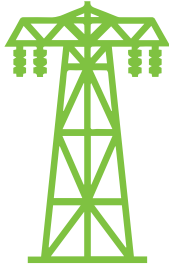
4. La struttura del documento di Piano

Il Piano è suddiviso in quattro Parti. Successivamente a questa introduzione, la Parte 1 presenta il bilancio energetico provinciale, cioè l'analisi dei flussi energetici del Trentino, per il periodo di riferimento 2014-2016. La Parte 2, suddivisa in due sezioni, espone le analisi scenariali preparatorie in versione di sommario esteso, riportando negli Allegati Tecnici i rapporti integrali.

La Parte 3, la strategia provinciale del Trentino per il 2030, ed la Parte 4, le azioni che permetteranno la transizione energetica dal 2021 al 2030, presentano le scelte di Piano.

Seguono la bibliografia e gli Allegati Tecnici.





The background of the page is a grayscale photograph of an industrial facility, likely a power plant or refinery, featuring large cylindrical tanks and complex piping. A large, vibrant green triangle is superimposed on the right side of the image, pointing towards the top right corner. The title and page number are positioned within this green area.

1

Il Bilancio Energetico Provinciale 2014-2016



Il Bilancio Energetico Provinciale 2014-2016

Per approfondire vedasi l'Allegato Tecnico 1

1. Introduzione

La strategia energetica del Trentino al 2030 deve essere sostenuta da dati statistici per un solido processo decisionale. A tal fine, i bilanci energetici sono informazioni fondamentali per le valutazioni nel settore delle politiche energetiche. Poiché l'energia è vitale per molti settori dell'economia, i dati sull'energia vengono utilizzati anche in altri settori, fra cui i più importanti sono i trasporti e la lotta ai cambiamenti climatici. I bilanci energetici facilitano la valutazione dei progressi anche in questi settori.

L'attuale bilancio energetico è elaborato sul triennio 2014-2016 e l'anno di riferimento per le successive elaborazioni del Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030 è il 2016.

In conformità con quanto definito a livello comunitario e nazionale, il bilancio energetico provinciale esprime tutte le forme di energia in una comune unità di misura, la tonnellata equivalente di petrolio, come ktep (migliaia di tep) o Mtep (milioni di tep), ad eccezione di alcune riconducibili alla produzione elettrica riportate in GWh per una più agevole interpretazione.

Per quanto concerne la metodologia generalmente applicata a questo Bilancio Energetico Provinciale si

può dire che è quella ricorrente per questa tipologia di elaborazioni, riconducibile a quanto previsto a livello comunitario da Eurostat. In modo semplificato, un bilancio energetico è una matrice, dove le colonne sono i prodotti energetici (combustibili) e le righe sono flussi di energia (produzione - trasformazione - consumo). Ognuno degli aspetti inerenti consumo e produzione è stato approfondito e definito sulla base di dati misurati alla fonte ove possibile.

Al fine di consentire il confronto a livello nazionale e comunitario nonché il continuo monitoraggio dei progressi verso gli obiettivi del Trentino al 2030, sono riportati alcuni indicatori costruiti sulla base delle elaborazioni sottostanti il Bilancio: per i consumi energetici, la Quota rinnovabile, la Quota rinnovabile nel settore dei trasporti, la Quota rinnovabile nell'elettricità, la Quota rinnovabile nel calore e, per la parte ambientale, le emissioni di CO₂ annuali e pro capite per anno.

Per i dettagli inerenti ogni singola voce del bilancio energetico provinciale per il triennio 2014-2015-2016, si rimanda all'intero Rapporto presente negli Allegati Tecnici.

2. Consumi finali

Si riportano in Tabella 1 i consumi finali registrati nel triennio di riferimento 2014-2016, suddivisi per settore.

CONSUMI FINALI [ktep]			
	2014	2015	2016
TRASPORTI	470	405	402
Prodotti petroliferi	460	396	388
Energia elettrica	7	8	10
Gas naturale	3	2	4
INDUSTRIA	341	352	360
Prodotti petroliferi	2	0	1
Energia elettrica	125	131	130
Gas naturale	214	220	230
carbone	0	0	0
CIVILE	555	548	567
Prodotti petroliferi	95	71	83
Energia elettrica	139	139	139
Gas naturale	182	195	201
Biomassa	140	142	143
AGRICOLO	33	24	30
Prodotti petroliferi	27	17	23
Energia elettrica	6	7	7
Perdite totali rete elettrica	11	11	12
TOTALE	1.409	1.341	1.370

Tabella 1

Consumi finali negli anni di riferimento del Bilancio Energetico Provinciale

3. Produzione energetica

3.1 / PRODUZIONE ELETTRICA

La situazione della generazione dell'energia elettrica interna alla provincia è variegata sia per quel che riguarda la tipologia di fonte che per la tipologia di utenza. La diversificazione delle fonti è anche correlata ad una rilevante differenza di utilizzo delle stesse. La fonte primaria di produzione è l'idroelettrica che vede le grandi concessioni principalmente intestate a produttori e venditori di energia, tra tutti in primis il Gruppo Dolomiti Energia con 1,2 GW installati nella provincia a fronte di 1,6 GW complessivamente installati.

In riferimento alla produzione di energia sono pervenuti dati difficilmente associabili, rendendo necessaria una richiesta parallela a TERNA che ha fornito i dati di produzione, immissione e autoconsumo delle fonti idroelettrica, bioenergie, termoelettrica tradizionale e eolica garantendo quindi un dato certo. Per quanto riguarda la fonte fotovoltaica, la raccolta dati dai distributori ha portato a dati compatibili con i dati Terna dichiarati in relazione annuale, permettendo di completare la stima della produzione di energia elettrica.

	2014		2015		2016	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%
PRODUZIONE	1.420	38,1%	881	34,9%	908	35,0%
Biomassa (rinnovabile)	144	10,1%	145	16,5%	147	16,2%
Fotovoltaico e Idroelettrico	1.276	89,9%	736	83,5%	761	83,8%
IMPORTAZIONE	1.144	30,7%	1.081	42,8%	1.095	42,2%
Gas Naturale	518	45,3%	553	51,2%	557	50,9%
Prodotti petroliferi	583	51,0%	484	44,8%	495	45,2%
Biomassa (rinnovabile)	43	3,8%	45	4,2%	44	4,0%
ESPORTAZIONE	1.163	31,2%	564	22,3%	590	22,8%
Energia Elettrica	1.063	91,4%	524	92,9%	550	93,2%
Biomassa (rinnovabile)	40	3,4%	40	7,1%	40	6,8%

Tabella 2

Produzione, importazione ed esportazione di energia negli anni di riferimento del Bilancio Energetico Provinciale

3.1.1 / Produzione di energia elettrica da fonti fossili

La produzione elettrica da fonti fossili è limitata alla cogenerazione a gas per uso industriale (846 GWh, anno 2016) e alla cogenerazione a gas per il teleriscaldamento (105 GWh, anno 2016).

3.1.2 / Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Elemento caratterizzante il sistema energetico trentino è l'abbondante produzione elettrica (5.489 GWh) che supera del 65% i consumi elettrici (3.322 GWh). Inoltre, l'83% della produzione elettrica è da fonti rinnovabili,

con l'idroelettrico (normalizzato, DM 11 marzo 2012 - c.d. decreto Burden Sharing) a 4.321 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.

PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI	Energia elettrica [ktep(*)] (*) Il fattore di conversione tep/GWh non tiene conto dell'energia primaria necessaria alla produzione del GWh elettrico	
	FOTOVOLTAICO	IDROELETTRICO
2014	14	1262
2015	15	721
2016	15	746

Tabella 3

Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Fonte idroelettrica

La produzione totale di energia elettrica da impianti idroelettrici nel periodo di riferimento (2014-2016), come riportata in Tabella 3, può essere anche espressa in termini normalizzati in 4.321 GWh. In mancanza di dati sulla produzione dei singoli impianti idroelettrici che permettano una caratterizzazione dettagliata in base alla potenza amministrativa concessa in Trentino, si fa presente che la loro distribuzione in termini percentuali è come in Tabella 4.

Potenza amministrativa concessioni				
TOTALE	< 50 kW	50 - 220 kW	220 - 3000 kW	> 3000 kW
672.043,195 kW	3.400,64 kW	10.791,593 kW	90.504,67 kW	562.901 kW
100%	0,5%	1,6%	13,4%	83,7%

Tabella 4

Distribuzione in base alla potenza amministrativa delle concessioni presenti in provincia di Trento

Fonte solare

La fonte fotovoltaica è quella che presenta la maggior numerosità di impianti: sul panorama Trentino sono ad oggi presenti oltre 15.000 impianti fotovoltaici per una potenza complessiva installata di poco meno di 180 MW. Per una ripartizione territoriale per Comunità di Valle si veda l'intero Rapporto pubblicato nella sezione Allegati Tecnici.

Fonte biomasse legnose

In questo bilancio si considera non significativa la produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione presso le 4 centrali di teleriscaldamento con cogenerazione presenti sul territorio trentino (Cavalese, Predazzo e San Martino di Castrozza e Fondo).

Fonte eolica

In questo bilancio si considera non significativa la produzione di energia elettrica da parchi eolici attualmente presenti in via sperimentale sul territorio trentino.

3.2 / PRODUZIONE ENERGIA TERMICA

3.2.1 / Produzione di energia termica da fonti rinnovabili

Si riporta in Tabella 5 la suddivisione della produzione di energia termica nelle fonti rinnovabili presenti in provincia, dove si nota la prevalenza della biomassa.

PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI	Energia termica [ktep]	
	BIOMASSE	SOLARE TERMICO
2014	144	12
2015	145	12
2016	147	12

Tabella 5

Produzione di energia termica per fonte rinnovabile

Fonte biomasse legnose

Si riporta in Tabella 6 la suddivisione della produzione di energia termica da biomassa legnosa, dove si nota la prevalenza della parte domestica.

Anni	Domestico [ktep]	Teleriscaldamento [ktep]	Alberghiero e industriale [ktep]	Totale [ktep]
2014	116	8	22	144
2015	132	8,5	4,5	145
2016	130	10	17	147

Tabella 6

Produzione termica da biomassa legnosa suddivisa per tipologia di impianto

3.2.2 / Produzione di energia termica da fonti fossili

La gran parte della produzione di calore viene soddisfatta con energia proveniente da fonti fossili, per la maggior parte da gas naturale (6.466 GWh), seguito da gasolio (825 GWh) e da GPL (188 GWh).

4. Approvvigionamento energetico

La fornitura delle fonti energetiche primarie e secondarie nell'anno di riferimento del Piano, il 2016, è pari a 19.087 GWh, tra cui:

- le risorse importate sono il 65,3% del totale. La parte dominante è 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, che rappresentano il 34,7% del totale, sono attualmente minoritarie ma comunque rilevanti e sono prodotte da fonti rinnovabili. Tra queste 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%);

	Gwh	%
RISORSE IMPORTATE	12.464	65,3%
gas naturale e GPL	6.516+303	34,9%
gasolio e benzina	4.639+981	30,3%
import elettrico	20	0,1%
RISORSE LOCALI	6.623	34,7%
idrico	4.321	22,6%
biomassa	1.791	9,4%
solare	322	1,7%
calore ambiente	192	1,0%

Tabella 7

Approvvigionamento energetico (2016)



5. Indicatori relativi alla quota rinnovabile dei consumi energetici

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 e incidono nei vari settori come riportato negli indicatori elencati qui di seguito, costruiti sulla base delle elaborazioni sottostanti il Bilancio:

- Quota rinnovabile della fornitura di vettori energetici: 34,8%
- Quota rinnovabile nella domanda trasporti: 2%
- Quota rinnovabile nella domanda elettrica: 83%
- Quota rinnovabile nella domanda termica: 24%

6. Emissioni climalteranti

Si riportano i dati in merito alle emissioni elaborati sulla base del Bilancio Energetico Provinciale 2014-2016 con la metodologia di calcolo utilizzata dal sistema INEMAR nell'Inventario delle Emissioni di APPA (anno 2015)¹.

Per stimare le emissioni di gas climalteranti, si sono considerate le sostanze in grado di contribuire all'effetto serra. Quelle considerate nel sistema INEMAR sono:

- l'anidride carbonica (CO₂),
- il metano (CH₄),
- il protossido di azoto (N₂O),
- l'esfluoruro di zolfo (SF₆),
- gli idrofluorocarburi (HFCs)
- i perfluorocarburi (PFCs)
- il Fluoruro di azoto (NF₃).

Il loro potenziale effetto serra viene stimato utilizzando un indice denominato GWP (Global Warming Potential) che è pari a: 1 per la CO₂, 21 per CH₄, 310 per N₂O, da 1.300 a 22.000 per i gas fluorurati. Le emissioni dei diversi gas serra vengono aggregate tramite l'indicatore CO_{2eq} (CO2 equivalente) che rappresenta una somma dei gas serra pesati secondo il loro potenziale climalterante:

$$CO_{2eq} = \sum (GWPI \cdot Ei)$$

dove: GWPI = Global Warming Potential;

Ei = emissione dell'inquinante climalterante i.

L'anidride carbonica, che è il principale gas ad effetto serra, all'interno dell'inventario delle emissioni, viene calcolata come CO₂ emessa da fonti non rinnovabili, e quindi corrisponde alla CO₂ netta.

In Figura 1 viene presentata la distribuzione delle emissioni di gas serra nell'anno 2015 in Provincia di Trento, espressa come il contributo delle singole sostanze alla CO_{2eq}.

¹ http://www.appa.provincia.tn.it/pianificazione/Piano_tutela_aria/-Inventario_emissioni_atmosfera%20/pagina16.html.

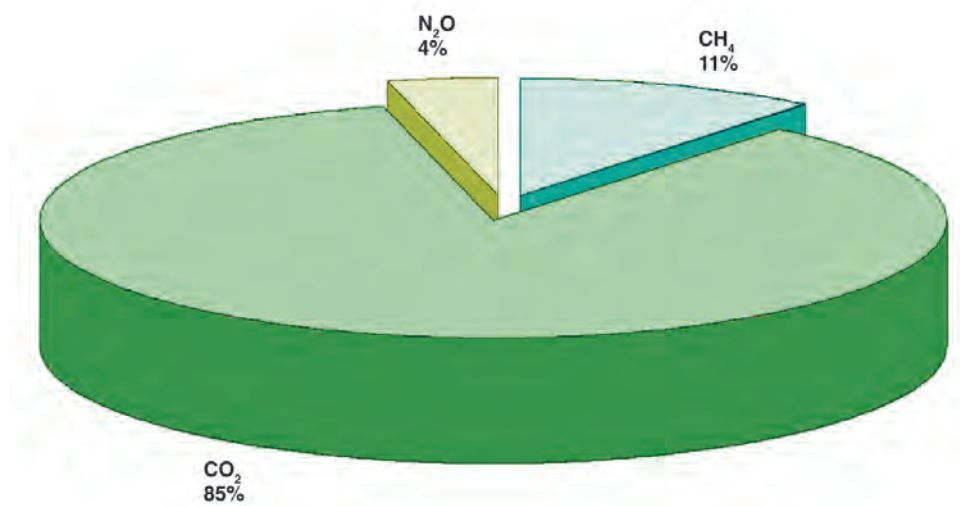
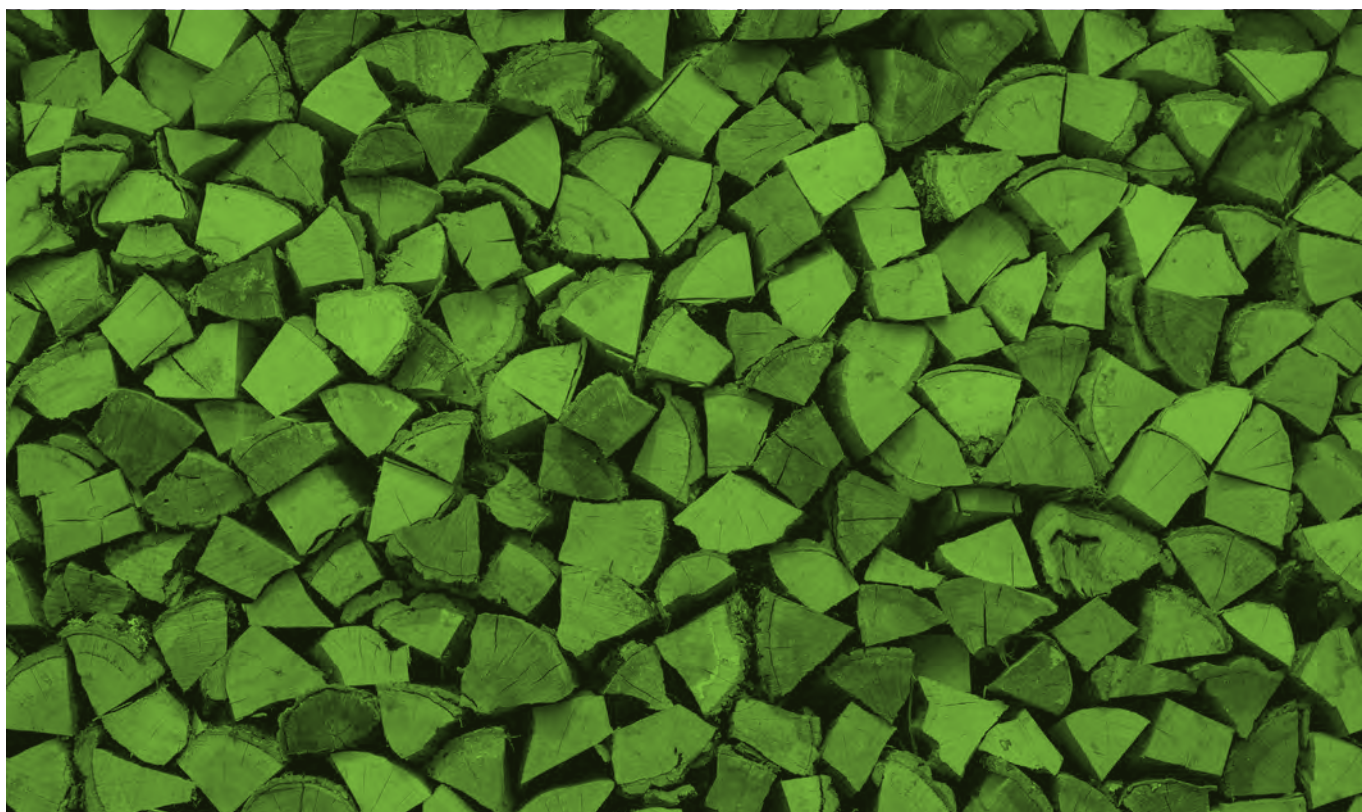


Figura 1

Distribuzione percentuale delle emissioni di gas serra in provincia di Trento nell'anno 2015

Si osserva che il principale gas climalterante è la CO₂, che pesa per l'85% sul totale provinciale, ma permangono consistenti i contributi di CH₄ (11%) e N₂O (4%). Delle altre sostanze climalteranti solo i perfluorocarburi (PFCs) sono computati nell'inventario della provincia di Trento, ma contribuiscono in modo trascurabile (0.005%).

Le Emissioni di CO_{2eq} per macrosettore ed i corrispettivi contributi delle tre sostanze considerate sono riportati in Tabella 8. Come si può osservare la CO₂ deriva prevalentemente dai macrosettori 02 - *Combustione non industriale* (22%), 03 - *Combustione nell'industria* (24%) e, per più del 30%, dal macrosettore 07 - *Trasporto su strada*. I contributi delle altre sostanze derivano invece dalle attività agricole (MS 10) e, per quanto riguarda il metano, dal macrosettore 09 - *Trattamento e smaltimento rifiuti*.



	CO2 (kt)	CH4 (kt)	N2O (kt)	CO2_eq (kt)	% per categoria
Prod. energia e trasform. combustibili	108,81	1,02	3,33	113,16	3,27%
Combustione non industriale	693,39	38,86	29,12	761,55	22,03%
Combustione nell'industria	817,77	0,77	9,03	827,58	23,94%
Processi produttivi	75,55	0,02	0,13	75,70	2,19%
Estrazione e distribuzione combustibili	0,00	118,90	0,00	118,90	3,44%
Uso di solventi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
Trasporto su strada	1.145,31	1,61	11,63	1.158,55	33,51%
Altre sorgenti mobili e macchinari	58,66	0,03	1,14	59,82	1,73%
Trattamento e smaltimento rifiuti	44,62	102,60	5,57	152,79	4,42%
Agricoltura	0,00	106,35	75,08	181,42	5,25%
Altre sorgenti e assorbimenti	(-1731.3909)	7,93	0,02	7,95	0,23%
Totale	2.944,12	378,07	135,06	3.457,43	100,00%

Tabella 8

Emissioni di CO_{2eq} (kt) e dei contributi delle singole sostanze per macrosettore, anno 2015

Le Emissioni di CO_{2eq} per combustibile ed i corrispettivi contributi delle tre sostanze considerate sono riportati in Tabella 9.

Dalla Tabella si può osservare come la CO₂ derivi prevalentemente da attività di combustione, in particolare dai combustibili utilizzati nel settore dei trasporti. N₂O e CH₄ derivano invece prevalentemente da attività senza combustibile legate, come si è visto, all'agricoltura.

	N2O (kt)	CH4 (kt)	CO2 (kt)	CO2_eq (kt)	% per combustibile
benzina verde	0,89	1,19	256,33	258,41	7,47%
biogas	0,13	0,42	0,00	0,56	0,02%
carbone cokeria	0,15	0,00	4,79	4,94	0,14%
carbone da vapore	0,24	0,02	5,62	5,88	0,17%
diesel	11,76	0,32	906,39	918,47	26,57%
gasolio	1,44	0,34	171,93	173,71	5,02%
GPL	0,51	0,02	71,20	71,73	2,07%
kerosene	0,00	0,00	0,33	0,33	0,01%
legna e similari	28,00	38,35	0,00	66,35	1,92%
metano	9,80	1,94	1277,70	1289,44	37,30%
olio combustibile	0,11	0,01	6,27	6,38	0,18%
petcoke	1,36	0,09	47,93	49,38	1,43%
Rifiuti Industriali	0,93	0,00	32,77	33,70	0,97%
senza combustibili	79,73	335,37	162,85	577,95	16,72%
Totale	135,06	378,07	2944,12	3457,24	100,00%

Tabella 9

Emissioni di CO_{2eq} (kt) e dei contributi delle singole sostanze per combustibile, anno 2015.

Si riportano infine in Tabella 10 le emissioni totali per abitante calcolate nel 1990 e nel 2016, come presentate nel Capitolo 2. Scenari dinamici integrati ottimizzati.

	1990	2016
Emissioni CO ₂ (Mt/anno)	3.01	2.89
Emissioni CO ₂ (t/(ab*anno))	6.75	5.36
Variazione 1990 (%)		-20.50

Tabella 10

Emissioni negli anni di riferimento, rappresentanti gli indicatori per la parte ambientale (fonte: elaborazioni FBK)



7. Bilanci 2014, 2015, 2016

Si riporta il bilancio complessivo, in tonnellate equivalenti di petrolio, per gli anni oggetto del presente studio ove disponibili per tutte le fonti energetiche. Per quanto concerne la metodologia generalmente applicata a questo Bilancio Energetico Provinciale si può dire che è quella ricorrente per questa tipologia di elaborazioni, riconducibile a quanto previsto a livello comunitario da Eurostat. In modo semplificato, un bilancio energetico è una matrice, dove le colonne sono i prodotti energetici (combustibili) e le righe sono flussi di energia (produzione - trasformazione - consumo). Ognuno degli aspetti inerenti consumo e produzione è stato approfondito e definito sulla base di dati misurati alla fonte ove possibile.

Disponibilità e impieghi	SOLIDI Carbone Coke...	GAS NATURALE	PRODOTTI PETROLIFERI	RINNOVABILI BIOMASSA	RINNOVABILI FOTOVOLTAICO IDROELETTRICO ED EOLICO	ENERGIA ELETTRICA	TOTALE
1. Produzione	0	0	0	144	1276	0	1420
2. Importazione	0	518	583	43	0	0	1144
3. Esportazione	0	0	0	40	0	1063	1103
4. Variaz. Scorte	0	0	0	0	0	0	0
5. Consumo interno (1+2+3+4)	0	518	583	147	1276	-1063	1461
6. Consumi e perdite	0	-37	0	-9	-9	-11	-65
7. Trasformazioni in energia elettr.	0	-75	0	-10	-1267	1352	
8. Totale impieghi finali (5+6+7)	0	407	583	128	0	278	1396
- Industria	0	204	2	1	0	125	333
- Trasporti	0	3	460	0	0	7	470
- Civile	0	199	95	127	0	139	560
- Agricoltura	0	0	27	0	0	6	33
- Usi non energetici	0	0	0	0	0	0	0
- Bunkeraggi	0	0	0	0	0	0	0

Figura 2

Bilancio complessivo per l'anno 2014. Unità di misura: ktep.

Disponibilità e impieghi	SOLIDI Carbone Coke...	GAS NATURALE	PRODOTTI PETROLIFERI	RINNOVABILI BIOMASSA	RINNOVABILI FOTOVOLTAICO IDROELETTRICO ED EOLICO	ENERGIA ELETTRICA	TOTALE
1. Produzione	0	0	0	145	736	0	881
2. Importazione	0	553	484	45	0	0	1081
3. Esportazione	0	0	0	40	0	524	564
4. Variaz. Scorte	0	0	0	0	0	0	0
5. Consumo interno (1+2+3+4)	0	553	484	149	736	-524	1398
6. Consumi e perdite	0	-49	0	-10	-6	-11	-75
7. Trasformazioni in energia elettr.	0	-82	0	-10	-730	821	
8. Totale impieghi finali (5+6+7)	0	423	484	130	0	286	1323
- Industria	0	205	0	3	0	131	339
- Trasporti	0	3	396	0	0	8	405
- Civile	0	216	71	128	0	139	554
- Agricoltura	0	0	17	0	0	7	24
- Usi non energetici	0	0	0	0	0	0	0
- Bunkeraggi	0	0	0	0	0	0	0

Figura 3

Bilancio complessivo per l'anno 2015. Unità di misura: ktep.

Disponibilità e impieghi	SOLIDI Carbone Coke...	GAS NATURALE	PRODOTTI PETROLIFERI	RINNOVABILI BIOMASSA	RINNOVABILI FOTOVOLTAICO IDROELETTRICO ED EOLICO	ENERGIA ELETTRICA	TOTALE
1. Produzione	0	0	0	147	761	0	908
2. Importazione	0	557	495	44	0	0	1095
3. Esportazione	0	0	0	40	0	550	590
4. Variaz. Scorte	0	0	0	0	0	0	0
5. Consumo interno (1+2+3+4)	0	557	495	151	761	-550	1413
6. Consumi e perdite	0	-45	0	-9	-7	-12	-72
7. Trasformazioni in energia elettr.	0	-83	0	-10	-754	847	
8. Totale impieghi finali (5+6+7)	0	429	495	132	0	286	1341
- Industria	0	204	1	1	0	130	336
- Trasporti	0	4	388	0	0	10	402
- Civile	0	220	83	130	0	139	574
- Agricoltura	0	0	23	0	0	7	30
- Usi non energetici	0	0	0	0	0	0	0
- Bunkeraggi	0	0	0	0	0	0	0

Figura 4

Bilancio complessivo per l'anno 2016. Unità di misura: ktep.

8. CONCLUSIONI: CONFRONTO CONSUMI FINALI 2008-2009-2010 e 2014-2015-2016

Il confronto dei bilanci, dettagliato per settore e fonte, evidenzia una diminuzione del 15% dei consumi del Trentino rispetto al triennio 2008-2010. Le riduzioni sono maggiormente riscontrabili negli usi di combustibili fossili associati al settore dei trasporti e al settore civile.

Consumi FINALI [ktep]		
	2008-2009-2010	2014-2015-2016
TRASPORTI	566	426
Prodotti petroliferi	566	414
Energia elettrica	(*)	8
Gas naturale	(*)	3
INDUSTRIA	331	351
Prodotti petroliferi	14	1
Energia elettrica	122	129
Gas naturale	188	221
carbone	7	
CIVILE	726	606
Prodotti petroliferi	129	93
Energia elettrica	148	139
Gas naturale	321	216
Biomassa	129	158
AGRICOLO	39	29
Prodotti petroliferi	33	22
Energia elettrica	6	7
Perdite totali rete elettrica	17	11
Totale	1.678	1.423
Diminuzione %		- 15%

Tabella 11

Confronto consumi finali anni 2008-2010 con 2014-2016 (normalizzato in base ai gradi giorno) per settore.

(*)= I dati 2008-2010 derivano dalla baseline del PEAP 2013-2020; in quello studio ai consumi del settore Trasporti erano imputati solo i consumi derivanti da prodotti petroliferi mentre nella presente analisi sono compresi anche consumi elettrici e di gas naturale;





2

**Scenari di
decarbonizzazione al
2030**



Scenari di decarbonizzazione al 2030

Sezione 1 | ASSUNZIONI

Downscaling di proiezioni climatiche a scala locale per il territorio della Provincia di Trento al 2030

Per approfondire vedasi l'Allegato Tecnico 2

1. Introduzione

Per valutare i consumi energetici futuri legati al riscaldamento e al raffrescamento degli edifici presenti nel territorio della Provincia autonoma di Trento è necessario studiare l'impatto che avranno su di essi i cambiamenti climatici legati al fenomeno del riscaldamento globale indotto dalle emissioni antropogeniche di gas serra (Allen et al. 2018).

Le prestazioni energetiche degli edifici sono infatti fortemente influenzate dalle condizioni ambientali esterne, in primo luogo meteo-climatiche (D'Amico et al. 2019).

A tale scopo questo capitolo è dedicato al "downscaling" sul territorio provinciale di proiezioni climatiche a scala globale, per produrre stime quantitative a scala locale dei valori futuri della temperatura dell'aria e degli indici climatici che si utilizzano per stimare i consumi degli edifici.

Lo studio ha coinvolto diverse fasi:

- l'analisi della letteratura scientifica per identificare un metodo di downscaling allo stato dell'arte adeguato al contesto territoriale;
- l'analisi dei dati storici da stazioni meteorologiche selezionate del Trentino per determinare le tendenze climatiche locali ed elaborare i parametri meteo-climatici necessari per lo studio degli impatti di interesse;
- l'analisi di un ensemble di proiezioni di temperatura per gli anni di interesse, cioè il 2016 (anno base del PEAP), il 2030 (anno orizzonte dello scenario del PEAP) e il 2050;
- l'applicazione del metodo di downscaling selezionato per la stima dei valori futuri dei parametri meteo-climatici alla scala spaziale e temporale adeguata.

We acknowledge the World Climate Research Programme's Working Group on Regional Climate, and the Working Group on Coupled Modelling, former coordinating body of CORDEX and responsible panel for CMIP5. We also thank the climate modelling groups (listed in Section 5.1 of this report) for producing and making available their model output. We also acknowledge the Earth SystemGrid Federation infrastructure, an international effort led by the U.S. Department of Energy's Program for Climate Model Diagnosis and Intercomparison, the European Network for Earth System Modelling and other partners in the Global Organisation for Earth System Science Portals (GO-ESSP).

2. Parametri meteo-climatici per la stima dei consumi energetici degli edifici

2.1 / Gradi giorno di riscaldamento e di raffrescamento

Tra i parametri meteo-climatici, i “gradi giorno” sono tra i più semplici e largamente utilizzati. Essi quantificano le deviazioni cumulate (positive o negative) delle temperature esterne misurate rispetto a una temperatura di riferimento (rappresentativa della temperatura interna degli edifici), per un periodo di riferimento di durata annuale. I gradi giorno di riscaldamento (Heating Degree Days, HDDs) misurano quanto e quanto a lungo la temperatura esterna è inferiore alla temperatura di riferimento (18°C), al di sotto della quale l'edificio ha bisogno di riscaldamento. Al contrario, i gradi giorno di raffrescamento (Cooling Degree Days, CDDs) si riferiscono alle situazioni nelle quali l'edificio necessita di raffrescamento, cioè quando la temperatura esterna è superiore ad una definita temperatura base (22°C). Per il calcolo dei gradi giorno sono stati qui considerati i periodi di riscaldamento e raffrescamento definiti per legge (cfr. DPR 412/1993).

2.2 / “Test Reference Years” e “Extreme Reference Years”

L'anno meteorologico caratteristico, in inglese Test Reference Year (TRY), è una sequenza annuale sintetica di osservazioni meteorologiche orarie per una specifica stazione meteorologica, selezionate da una serie storica di lunghezza sufficiente (idealmente almeno 30 anni). È utilizzato per le simulazioni dinamiche delle prestazioni e dei consumi energetici degli edifici. Per ogni mese dell'anno viene selezionato il mese singolo che mostra la distribuzione statistica più simile a quella di lungo termine. I mesi così selezionati, potenzialmente appartenenti ad anni differenti, sono infine concatenati per formare il TRY (Berardi e Jafarpur 2020; UNI 10349:2016). In questo studio i TRY sono calcolati sulla base di serie storiche di temperatura e radiazione solare.

Per definizione i TRY sono rappresentativi delle condizioni caratteristiche o tipiche. Per la valutazione dei consumi in condizioni climatiche estreme, intese come condizioni di temperatura elevata, si utilizzano invece i cosiddetti hot Extreme Reference Years (ERY; Pernigotto et al. 2020).

3. L'analisi dei dati storici per il Trentino

3.1 / Le stazioni selezionate per l'analisi

Le serie storiche di temperatura e radiazione solare per 11 stazioni meteorologiche, rappresentative delle aree maggiormente abitate del territorio trentino e delle quote al di sotto dei 700 m s.l.m., sono state analizzate. Le stazioni appartengono alle reti gestite da Meteotrentino e dalla Fondazione E. Mach (una è gestita dall'Università di Trento). Le stazioni selezionate sono: Arco (ARC), Cavedine (CAV), Cembra (CEM), Cles (CLE), Rovereto (due stazioni; ROV), San Michele all'Adige (SMI), Storo (STO), Telve (TEL), Trento (due stazioni; TNS e MV). Oltre alla rappresentatività in termini di posizione geografica e quota, i criteri di selezione delle stazioni sono legati alla disponibilità di serie

di dati sufficientemente lunghe e continue (idealmente 30 anni o più) composte da dati di buona qualità e prive di disomogeneità interne. La lunghezza delle serie analizzate varia da un minimo di 17 anni (2003-2019) a un massimo di 37 anni (1983-2019).

3.2 / Le tendenze evidenziate dalle serie storiche

I risultati completi dell'analisi delle serie storiche di temperatura e radiazione selezionate sono riportati in schede per le singole stazioni raggruppate nell'allegato tecnico 2.

Tra i risultati più significativi rientrano le variazioni osservate per le temperature medie mensili (Fig. 1). Con

l'esclusione del mese di maggio, la tendenza generale al riscaldamento è evidente e ricade mediamente nell'intervallo $0.05-0.10^{\circ}\text{C anno}^{-1}$.

L'ultimo rapporto ISPRA sullo stato del clima italiano (ISPRA, 2019) stima la tendenza all'aumento della temperatura media annuale a livello nazionale pari a 0.38°C per decade, ossia minore rispetto a quanto rilevato mediamente per il Trentino (circa 0.6°C per decade su base annuale), e più accentuata in estate e primavera che in inverno e autunno. Diversamente, per il Trentino si osserva che in maggio predominano le tendenze stimate negative o nulle, con un range di variabilità molto ampio, e che in dicembre gli incrementi di temperatura sono mediamente inferiori rispetto agli altri mesi.

L'ultimo rapporto ISPRA sullo stato del clima italiano (ISPRA, 2019) stima la tendenza all'aumento della temperatura media annuale a livello nazionale pari a 0.38°C per decade, ossia minore rispetto a quanto rilevato mediamente per il Trentino (circa 0.6°C per decade su base annuale), e più accentuata in estate

e primavera che in inverno e autunno. Diversamente, per il Trentino si osserva che in maggio predominano le tendenze stimate negative o nulle, con un range di variabilità molto ampio, e che in dicembre gli incrementi di temperatura sono mediamente inferiori rispetto agli altri mesi.

I risultati corrispondenti per la radiazione sono da ritenersi meno significativi a causa delle numerose problematiche che normalmente affliggono i dati di radiazione, sensibilmente più esposti a disomogeneità ed errori rispetto ai dati di temperatura. Nella maggior parte dei mesi i valori dei coefficienti si situano a cavallo dello zero e non è chiaro se si osservi aumento o diminuzione. In maggio i valori sono più nettamente negativi, in apparente accordo con l'anomala tendenza di temperatura osservata (Fig. 1). In merito, per l'area alpina la letteratura scientifica prevede una variazione nulla o una leggera diminuzione della radiazione incidente al suolo, a causa dell'aumento della nuvolosità (Jerez et al., 2015).

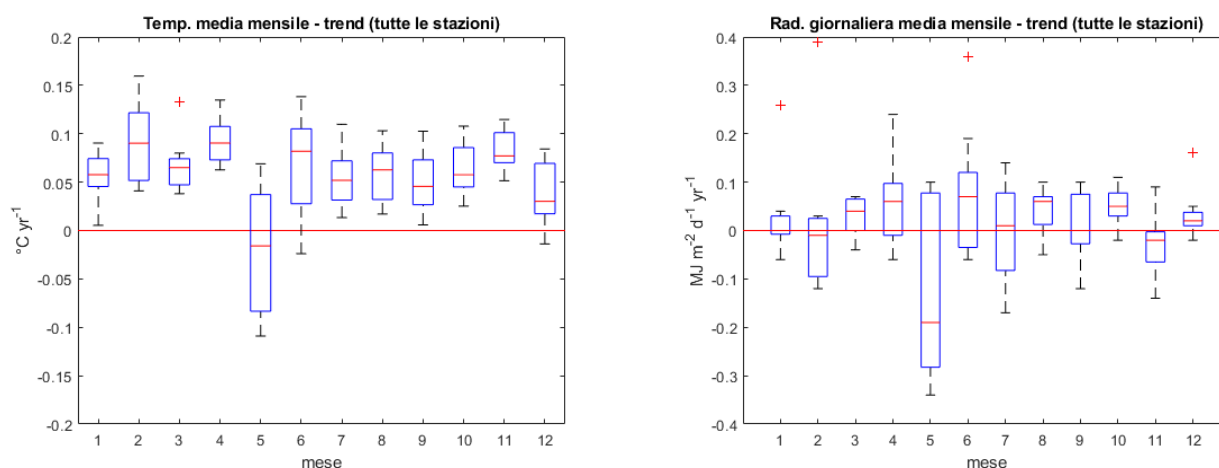


Figura 1

Box plot dei valori dei coefficienti angolari dei trend lineari di temperatura media mensile (a sinistra) e radiazione giornaliera media mensile (a destra). Ogni box aggrega i coefficienti stimati per regressione per tutte le 11 stazioni analizzate.

3.3 / Le tendenze osservate per i gradi giorno

Per quanto concerne le serie storiche di HDD (Fig. 2), le stazioni appartenenti alle differenti fasce altimetriche mostrano risultati in buon accordo, confermando una tendenza alla diminuzione coerente con l'aumento delle temperature medie. I trend lineari stimati indicano una riduzione degli HDD dell'ordine dei -10 HDD anno^{-1} , con un'apparente tendenza all'accele-

razione, fino a -20 HDD anno^{-1} , per alcune serie più brevi e recenti. La tendenza all'aumento dei CDD è di interpretazione meno univoca, ma si può verosimilmente quantificare un aumento dell'ordine al massimo dei 5 CDD anno^{-1} . Questi risultati sono in linea con quanto evidenziato dalla letteratura scientifica, che riporta per l'area di interesse tendenze tra -5 e -13 HDD anno^{-1} circa e tra 1 e 4 CDD anno^{-1} (EEA, 2017; Spinoni et al., 2015, 2018; ISPRA, 2017).

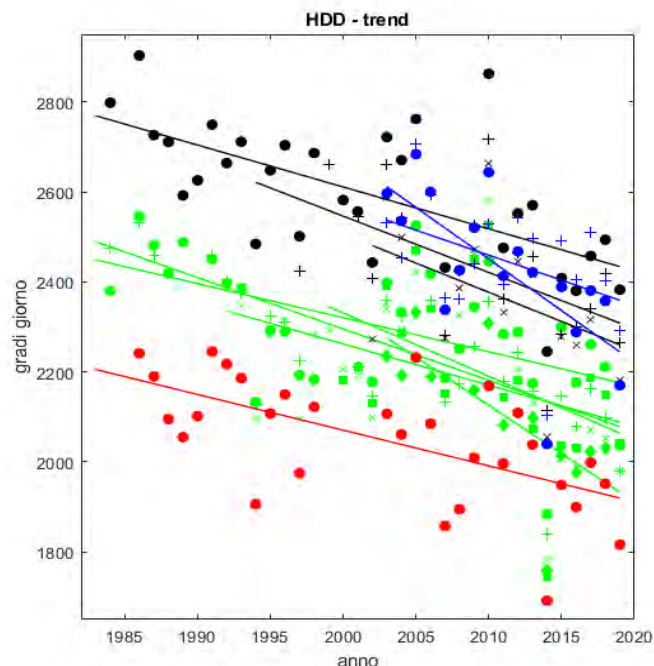


Figura 2

Serie storiche di HDD per tutte le stazioni di analisi (in rosso la fascia 0-100 m s.l.m., in verde 100-300 m s.l.m., in blu 300-500 m s.l.m., in nero 500-700 m s.l.m.) e relativi trend lineari stimati (rette in colore corrispondente).

4. Il downscaling dinamico delle proiezioni climatiche

I risultati completi dell'analisi della letteratura scientifica su metodi e applicazioni di downscaling dei modelli climatici, così come le fasi successive dello studio sintetizzate in questa e nelle prossime sezioni sono descritti dettagliatamente nella relazione integrale riportata tra gli Allegati Tecnici.

4.1 / La simulazione del sistema climatico

Le proiezioni climatiche a scala globale sono ottenute grazie a modelli matematici di circolazione generale (General Circulation Models, GCMs), che simulano l'evoluzione del sistema atmosfera-oceano e delle altre componenti del sistema climatico. Le proiezioni dei GCM sono alimentate dagli scenari futuri di emissione antropogenica di gas serra, legati alle evoluzioni socio-economiche e tecnologiche previste. Attualmente gli scenari adottati nella maggior parte degli studi scientifici sono i quattro Representative Concentration Pathways (RCP), definiti dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (Pachauri et al. 2014): RCP 2.6 (scenario di mitigazione), RCP4.5 e RCP6.0 (scenari intermedi), RCP 8.5 (scenario "worst-case").

I GCM sono caratterizzati da risoluzioni spaziali e temporali troppo basse per risolvere adeguatamente i processi climatici a scala locale e per l'applicazione diretta in studi di impatto dei cambiamenti climatici. Per aumentare il dettaglio spaziale e temporale si applicano metodi detti di "downscaling dinamico": i modelli climatici regionali (Regional Climate Models, RCMs) sono applicati su domini spaziali limitati e griglie molto più fitte rispetto ai GCM, che forniscono le condizioni al contorno necessarie. Il valore aggiunto degli RCM è significativo in particolare per la simulazione del clima nelle regioni caratterizzate da topografia complessa.

4.2 / L'analisi di un ensemble di modelli climatici regionali

L'incertezza delle proiezioni climatiche ha diverse componenti, legate agli scenari di emissione, all'incertezza intrinseca dei modelli climatici, alle impostazioni dei modelli, alla discretizzazione matematica nel tempo e nello spazio, etc. Per considerare l'incertezza, si utilizzano ensembles di simulazioni climatiche, cioè insiemi di più simulazioni, e non i risultati deter-

ministici di singoli modelli, calcolando il segnale medio di ensemble ma anche il range di variabilità dei risultati.

L'ensemble selezionato per questo studio è composto da 16 simulazioni fornite dal consorzio scientifico internazionale EURO-CORDEX (Jacob et al., 2014): sono state scelte le combinazioni (catene modellistiche) di quattro GCM e due RCM, alimentati dai due scenari emissivi RCP4.5 e RCP8.5. Le proiezioni di temperatura media mensile di EURO-CORDEX analizzate sono disponibili su una griglia costituita da celle di circa 12.5 km × 12.5 km. Il periodo di analisi va dal 1981 al 2070, includendo sia i "run storici" (1981-2005) che le proiezioni vere e proprie (2006-2070). I trend lineari di variazione delle temperature medie mensili sono stati stimati per ciascuna stazione per l'intero periodo disponibile. I risultati sono simili e coerenti per tutte le stazioni: l'incremento medio di temperatura varia tra circa 0.03 e 0.05°C anno⁻¹ (coerentemente con la stima di 0.04°C fornita su base nazionale per lo scenario RCP8.5; ISPRA, 2015) e il pattern stagionale (incrementi di temperatura più ridotti nei mesi primaverili e in novembre, più pronun-

ciati nei mesi invernali ed estivi) presenta forti analogie con quanto evidenziato dall'analisi dei dati storici. Per ogni stazione sono state inoltre calcolate le differenze di temperatura media mensile tra trentenni di riferimento significativi, cioè quelli centrati sull'anno centrale di ogni serie storica (anno base), sul 2016, 2030 e 2050. Per ciascuna stazione, ognuno dei 16 membri dell'ensemble ha fornito 12 valori mensili di incremento di temperatura media per:

$$\begin{aligned} \bullet \Delta T_{2016} &= T_{2016} - T_{base} \\ \bullet \Delta T_{2030} &= T_{2030} - T_{2016} \\ \bullet \Delta T_{2050} &= T_{2050} - T_{2016} \end{aligned}$$

Si è scelto di considerare il valore minimo, medio e massimo dei 16 membri di ensemble, per rappresentare sia la media che l'incertezza (il range di variabilità) delle proiezioni climatiche. Mentre ΔT_{2030} mostra valori mediamente pari a 0.5°C, con minimi oscillanti intorno allo zero e massimi mediamente pari a 1.2°C, ΔT_{2050} assume valori mediamente pari a 1.3°C, con massimi mediamente pari a 2.6°C, che toccano i 3.5°C o più (Fig. 3).

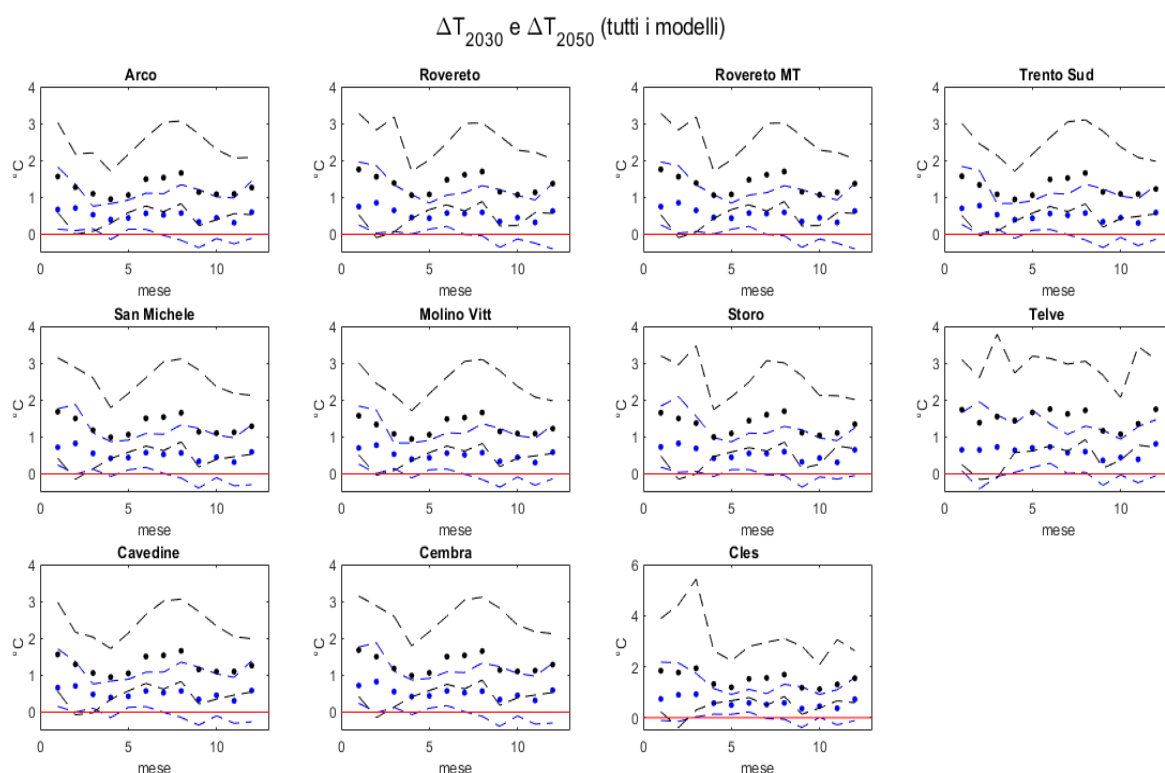


Figura 3

ΔT mensile medio (pallini), minimo e massimo (linee tratteggiate) di ensemble per gli anni orizzonte 2030 e 2050 (calcolato rispetto all'anno di riferimento del PEAP, 2016) per ciascuna stazione; in blu ΔT_{2030} , in nero ΔT_{2050} .

5. L'applicazione del metodo di “morphing”

5.1 / Il “morphing” e il calcolo di TRY e ERY futuri

Nel contesto della previsione della domanda energetica futura per il riscaldamento e il raffrescamento degli edifici, tra i metodi di downscaling per il calcolo di parametri meteo-climatologici futuri più diffusamente applicati Belcher et al. (2005), Guan (2009) e Moazami et al. (2019) identificano in particolare il downscaling dinamico tramite RCM e la modifica dei TRY sulla base dei risultati di GCM con il metodo del “morphing” (vedi Allegato Tecnico 2). In questo studio si è scelto di applicare questi due metodi in modalità ibrida, applicando il morphing sulla base dei risultati ottenuti dall'ensemble di RCM (Sez. 4).

L'algoritmo del morphing (Belcher et al. 2005) permette di considerare le variazioni future delle condizioni climatiche medie mensili preservando sequenze realistiche di dati meteorologici, applicando tre operazioni generiche alle osservazioni orarie che costitui-

scono i TRY: 1) shifting (l'aggiunta di un termine additivo), 2) stretching lineare in base a un fattore di scala, 3) shifting e stretching combinati. In questo studio è stato implementato solo lo “shifting” per la variabile temperatura, sulla base delle differenze di temperatura media mensile per i trentenni di riferimento futuri ottenute dalle proiezioni climatiche (Sez. 4.2) e dai trend storici stimati. Il morphing è stato applicato alle serie di temperatura che costituiscono sia i TRY che gli ERY calcolati per le serie storiche, ipotizzando che le variazioni future di temperatura media mensile possano essere assunte come rappresentative anche per la variazione degli estremi di temperatura (vedi all. 3). Pertanto, in sintesi sono state calcolate quattro versioni future di TRY ed ERY per ogni stazione di analisi e per ogni orizzonte temporale considerato (2016, 2030, 2050), che campionano la media e l'incertezza delle proiezioni climatiche (si veda l'esempio in Fig. 4).

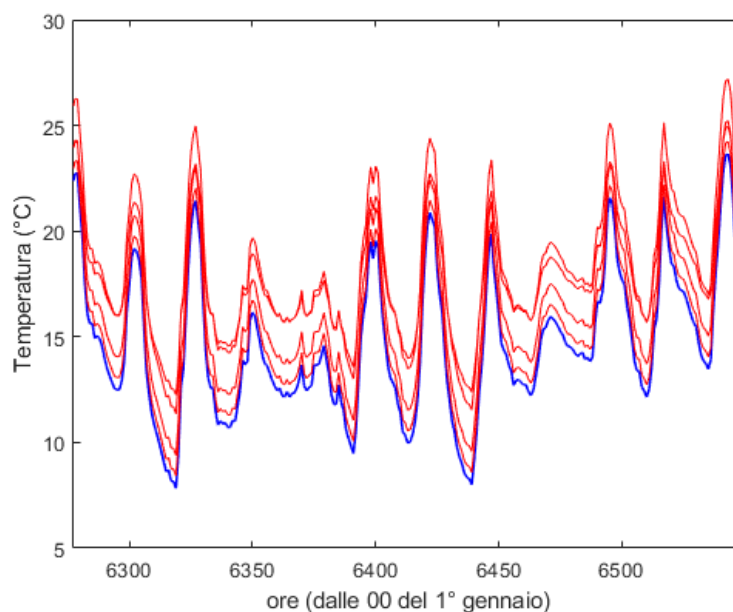


Figura 4

Esempio di TRY futuri per la stazione di Cembra per l'anno 2050. In blu il TRY originale (ottenuto dall'analisi dei dati storici e riferito all'anno centrale o anno base della serie), in rosso i quattro TRY futuri per l'anno 2050 ottenuti grazie all'applicazione del morphing.

5.2 / Le variazioni future dei gradi giorno

In seguito all'applicazione del morphing, è stata verificata la coerenza delle variazioni future dei gradi giorno calcolabili a partire dai TRY futuri (rappresentativi delle condizioni meteo-climatiche future caratteristi-

che) con le variazioni stimate a partire dall'analisi delle osservazioni storiche (Sez. 3.3). Tale verifica è stata effettuata calcolando gli incrementi e i decrementi futuri di HDD e CDD rispetto all'anno base di ogni serie, ipotizzando variazioni lineari negli anni. I risultati sono sintetizzati nelle Tab. 1-6.

Per i gradi giorno di riscaldamento, per tutti gli anni di interesse (2016, 2030, 2050) quasi tutte le stazioni mostrano una forte concordanza tra i TRY futuri ottenuti estendendo il trend storico (com'era ovvio aspettarsi) e applicando gli incrementi di temperatura massimi forniti dall'ensemble di modelli climatici. Considerando il massimo di ensemble ci si attende che gli HDD diminuiscano di circa 12-14 HDD anno⁻¹, mentre la media di ensemble indica una variazione di soli 6 HDD anno⁻¹. Questo corrisponderebbe a diminuzioni di HDD tra -4% e -11% dal 2016 al 2030, e

tra -10% e -21% tra 2016 e 2050. Per i gradi giorno di raffrescamento, i TRY che forniscono le stime di variazione di CDD più simili sono quello ottenuto sulla base dell'estensione dei trend storici e quelli ottenuti applicando gli incrementi di temperatura medi e massimi per l'ensemble di modelli climatici. Mediando su tutte le stazioni, fino al 2050 ci si aspetta che i CDD aumentino di circa 2-3 CDD anno⁻¹, con l'estremo superiore dell'ensemble di modelli che indica un incremento fino a 4-5 CDD anno⁻¹, ossia un aumento dei CDD del 12-36% al 2030 e del 36-87% al 2050.

HDD anno ⁻¹	ARC	ROV	TNS	SMI	MV	STO	TEL	CAV	CEM	CLE
Analisi dati storici	-7.9	-14.0	-11.4	-7.2	-21.5	-11.1	-22.9	-13.0	-12.5	-9.3
TRY ₂₀₁₆ (trend storico)	-8.9	-13.4	-14.1	-9.1	-15.6	-8.6	-19.4	-13.5	-11.3	-10.1
TRY ₂₀₁₆ (modelli climatici; min)	0.4	3.9	1.5	2.3	6.8	7.2	7.2	6.7	3.8	6.2
TRY ₂₀₁₆ (modelli climatici; media)	-5.5	-4.0	-5.3	-5.5	-2.4	-3.8	-3.4	-3.1	-11.1	-7.0
TRY ₂₀₁₆ (modelli climatici; max)	-11.2	-13.0	-12.0	-14.1	-12.4	-15.8	-14.4	-13.8	-29.1	-19.8

Tabella 1

Trend di variazione dei gradi giorno di riscaldamento per ciascuna stazione per l'anno 2016.

HDD anno ⁻¹	ARC	ROV	TNS	SMI	MV	STO	TEL	CAV	CEM	CLE
Analisi dati storici	-7.9	-14.0	-11.4	-7.2	-21.5	-11.1	-22.9	-13.0	-12.5	-9.3
TRY ₂₀₃₀ (trend storico)	-8.8	-13.2	-14.0	-9.1	-15.4	-8.5	-19.3	-13.4	-11.3	-10.1
TRY ₂₀₃₀ (modelli climatici; min)	-1.1	-0.2	-0.8	-0.6	0.4	0.1	0.6	0.0	-0.7	-0.6
TRY ₂₀₃₀ (modelli climatici; media)	-6.1	-6.5	-6.1	-6.3	-5.7	-6.6	-6.7	-5.7	-8.3	-8.0
TRY ₂₀₃₀ (modelli climatici; max)	-11.7	-14.6	-12.4	-13.4	-13.7	-16.1	-15.9	-13.4	-17.2	-18.1

Tabella 2

Trend di variazione dei gradi giorno di riscaldamento per ciascuna stazione per l'anno 2030.

HDD anno ⁻¹	ARC	ROV	TNS	SMI	MV	STO	TEL	CAV	CEM	CLE
Analisi dati storici	-7.9	-14.0	-11.4	-7.2	-21.5	-11.1	-22.9	-13.0	-12.5	-9.3
TRY ₂₀₅₀ (trend storico)	-8.7	-12.7	-13.9	-9.1	-15.2	-8.4	-19.0	-13.2	-11.2	-10.0
TRY ₂₀₅₀ (modelli climatici; min)	-2.9	-2.1	-2.7	-2.5	-1.6	-1.9	-1.6	-1.7	-2.6	-2.4
TRY ₂₀₅₀ (modelli climatici; media)	-6.1	-6.7	-6.0	-6.4	-5.8	-6.6	-7.2	-5.9	-7.4	-8.0
TRY ₂₀₅₀ (modelli climatici; max)	-10.1	-12.4	-10.2	-11.1	-10.9	-13.1	-14.4	-11.0	-13.4	-15.6

Tabella 3

Trend di variazione dei gradi giorno di riscaldamento per ciascuna stazione per l'anno 2050.

CDD anno ⁻¹	ARC	ROV	TNS	SMI	MV	STO	TEL	CAV	CEM	CLE
Analisi dati storici	4.0	6.9	3.5	1.3	-0.3	0.4	-0.3	2.7	1.6	3.2
TRY ₂₀₁₆ (trend storico)	3.7	7.3	3.4	1.7	-0.4	0.6	1.4	2.5	1.6	3.3
TRY ₂₀₁₆ (modelli climatici; min)	0.3	-0.4	0.0	0.1	-2.2	-1.4	-1.2	-1.1	0.4	0.1
TRY ₂₀₁₆ (modelli climatici; media)	1.8	2.0	1.6	1.7	1.4	0.8	1.0	1.1	2.7	1.2
TRY ₂₀₁₆ (modelli climatici; max)	3.7	4.3	3.7	3.7	4.2	2.6	3.0	2.9	5.1	2.8

Tabella 4

Trend di variazione dei gradi giorno di raffrescamento per ciascuna stazione per l'anno 2016.

HDD anno ⁻¹	ARC	ROV	TNS	SMI	MV	STO	TEL	CAV	CEM	CLE
Analisi dati storici	4.0	6.9	3.5	1.3	-0.3	0.4	-0.3	2.7	1.6	3.2
TRY ₂₀₃₀ (trend storico)	4.0	8.0	3.8	1.8	0.1	1.0	2.0	3.0	1.9	3.7
TRY ₂₀₃₀ (modelli climatici; min)	0.4	0.5	0.5	0.5	0.0	0.0	0.2	0.2	0.5	0.4
TRY ₂₀₃₀ (modelli climatici; media)	2.0	2.2	1.9	2.0	2.3	1.4	1.7	1.5	1.7	1.4
TRY ₂₀₃₀ (modelli climatici; max)	4.8	4.8	4.6	4.6	5.1	3.1	3.7	3.2	3.9	3.1

Tabella 5

Trend di variazione dei gradi giorno di raffrescamento per ciascuna stazione per l'anno 2030.

HDD anno ⁻¹	ARC	ROV	TNS	SMI	MV	STO	TEL	CAV	CEM	CLE
Analisi dati storici	4.0	6.9	3.5	1.3	-0.3	0.4	-0.3	2.7	1.6	3.2
TRY ₂₀₅₀ (trend storico)	4.4	8.9	4.3	2.0	0.6	1.3	2.6	3.8	2.5	4.4
TRY ₂₀₅₀ (modelli climatici; min)	1.1	1.3	1.2	1.2	1.3	0.8	0.9	0.9	1.0	0.7
TRY ₂₀₅₀ (modelli climatici; media)	2.6	2.8	2.5	2.5	3.0	1.9	2.3	1.9	2.0	1.7
TRY ₂₀₅₀ (modelli climatici; max)	5.7	5.5	5.6	5.5	6.4	3.9	4.6	4.1	4.4	3.9

Tabella 6

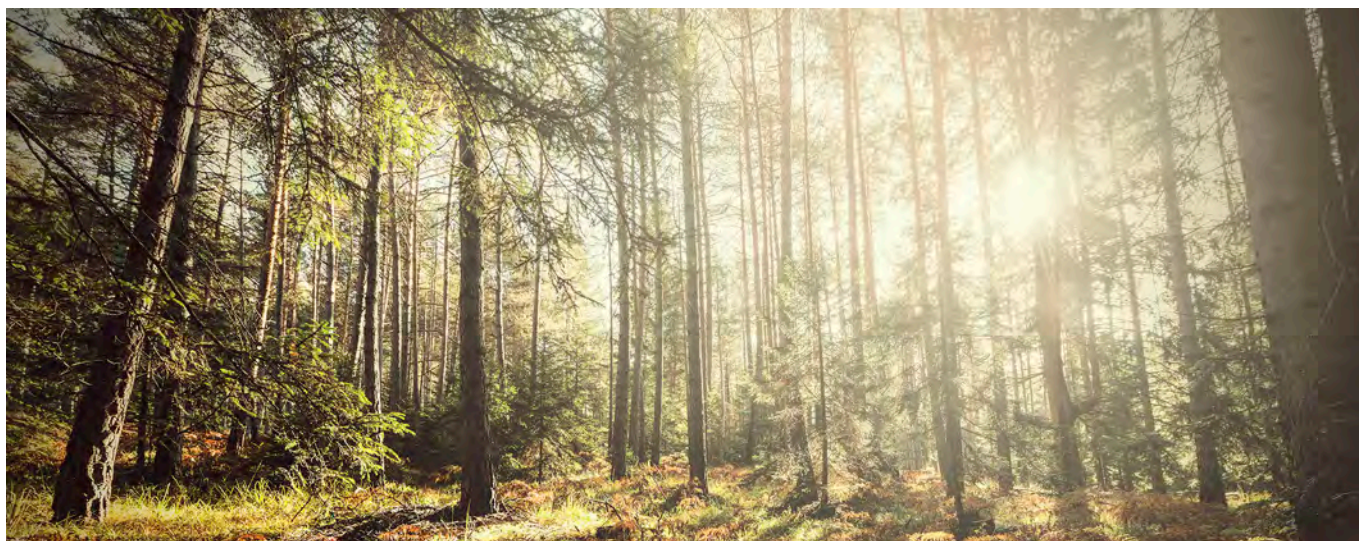
Trend di variazione dei gradi giorno di raffrescamento per ciascuna stazione per l'anno 2050.

6. Conclusioni

Lo studio svolto ha condotto al calcolo di TRY e ERY per 11 stazioni meteorologiche selezionate per il territorio trentino per gli anni 2016, 2030 e 2050, ottenuti grazie alla combinazione di un downscaling dinamico basato su un ensemble di RCM e di un metodo di morphing.

L'incertezza delle proiezioni di temperatura media mensile è stata campionata considerando non solo la media dell'ensemble modellistico, ma anche il suo spread (minimo e massimo). Tali risultati costituiscono i dati di input necessari per effettuare in maniera scientificamente robusta e comprensiva la stima della variazione (legata al cambiamento climatico) dei consumi energetici per il riscaldamento e il raffrescamento

degli edifici provinciali al 2030 e al 2050 rispetto al 2016. Sia i trend futuri di temperatura evidenziati dalle proiezioni che i trend futuri dei gradi giorno calcolati sulla base dei TRY futuri sono in accordo con quanto riportato dalla letteratura scientifica e confermano l'area alpina come hot spot del surriscaldamento climatico. In particolare, i risultati in termini di variazioni future di HDD e CDD indicano in maniera qualitativa che i fabbisogni energetici per il raffrescamento estivo cresceranno in maniera molto più significativa, in termini percentuali, rispetto alla diminuzione dei fabbisogni per il riscaldamento invernale, conducendo a notevoli variazioni nel profilo stagionale della domanda energetica.







Scenari di decarbonizzazione al 2030

Sezione 1 | **ASSUNZIONI**

Effetti dei cambiamenti climatici sulle precipitazioni e ripercussioni sulla risorsa idrica disponibile

1. Introduzione

Il presente capitolo tratta, per il periodo 2021–2070, i risultati delle proiezioni climatiche della disponibilità della risorsa idrica nel contesto montano del Trentino, con particolare attenzione al suo sfruttamento in ambito idroelettrico, riferite a due diversi scenari futuri di emissione di gas serra tra quelli adottati dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), de-

nominati RCP4.5 e RCP8.5. Quanto illustrato è sulla base del progetto europeo OrientGate “Integrating Climate Knowledge into Planning” (www.orientgateproject.org) (2012-2014), al quale la Provincia ha partecipato con uno studio pilota dal titolo “Water resources and the use of hydroelectricity in the Autonomous Province of Trento”.

2. Effetti dei cambiamenti climatici valutati nel progetto europeo OrientGate

Data la complessità del territorio trentino il progetto ha preso in esame due bacini campione, quello del fiume Noce e quello del fiume Brenta, che, presentando tra loro caratteristiche geomorfologiche e di pressione antropica differenti, potessero fornire indicazioni rappresentative di tutto il territorio provinciale. Difatti nel bacino del Noce, diversamente da quello del Brenta, sono presenti importanti zone glaciali e diversi sistemi di sfruttamento idroelettrico che utilizzano serbatoi di accumulo a compensazione stagionale. Mentre nel bacino del Fiume Brenta i grandi sistemi idroelettrici presenti possiedono vasche di accumulo di limitate dimensioni, che possono essere considerate a regolazione giornaliera o sub-giornaliera ed hanno quindi un comportamento del tutto simile agli impianti ad acqua fluente.

Gli scenari climatici adottati all'interno del progetto sono i medesimi utilizzati nel Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (PNACC), ovvero RCP4.5 e RCP8.5, così come il periodo di previsione a medio termine (2021–2050); è invece diverso il riferimento delle previsioni a lungo termine in quanto riferito al periodo 2041–2070 anziché al 2071–2100.

2.1 / Bias Correction

I modelli climatici da cui derivano gli scenari futuri utilizzati introducono anch'essi delle incertezze, dovute soprattutto alla difficoltà di regionalizzare il modello globale ed adattarlo alla scala locale. Per ridurre questi errori sistematici, si è resa necessaria un'operazio-

ne di correzione del risultato (bias correction), adoperata puntualmente in corrispondenza delle stazioni termo-pluviometriche, in modo da meglio tenere in considerazione l'orografia del territorio. I risultati migliori sono stati ottenuti applicando il metodo di correzione detto Quantile Mapping (QM), che prevede la modifica mensile della funzione distribuzione di probabilità (PDF) del modello regionale in modo da meglio rappresentare la PDF osservata. Considerando la distribuzione di probabilità di tipo gaussiano per le temperature e di tipo gamma per la precipitazione, il metodo QM ha permesso di ottenere buone performance nel rappresentare non solo i valori medi delle grandezze, ma anche gli estremi di precipitazione e temperature e la frequenza dei giorni piovosi/asciutti. La bias correction ha dunque consentito di correggere sia i valori medi delle misure, sia tutti i momenti della PDF (correlazione tra misure, varianza e deviazione standard).

Una volta determinata l'entità delle correzioni a partire dall'analisi dei dataset di temperatura e precipitazione misurate per il periodo 1970–2005 (valori relativi al punto griglia del modello più vicino alla stazione di misura), la bias correction con la tecnica del QM è stata applicata agli scenari futuri RCP 4.5 e 8.5. Confrontando il risultato così conseguito con il modello regionale non calibrato, il segnale di cambiamento climatico si dimostra essere stato preservato dalla tecnica di post-processing applicata. Gli scenari futuri corretti si possono dunque considerare coerenti con i risultati della modellazione climatica a livello regionale.





Figura 1

Dislocazione delle stazioni pluviometriche e termometriche utilizzate per la calibrazione del Regional Climate Model e la correzione degli scenari futuri per il Bacino del Fiume Noce.



Figura 2

Dislocazione delle stazioni pluviometriche e termometriche utilizzate per la calibrazione del Regional Climate Model e la correzione degli scenari futuri per il Bacino del Fiume Brenta.

3. Scenari di emissione RCP4.5 e RCP8.5

Per la modellazione climatica sono stati scelti due degli scenari di emissione RCP (Representative Concentration Pathways) adottati dall'IPCC nell'ultimo Rapporto di Valutazione dei Cambiamenti Climatici (IPCC WGII AR5 2014).

Ognuno di questi scenari RCP definisce uno specifico andamento per le emissioni di gas serra ed una relativa forzante radiativa (RF). La forzante radiativa è una misura dell'influenza che ha un definito fattore nell'alterare il bilancio di energia totale del siste-

ma terra-atmosfera ed è misurato in Watt per metro quadro. Associando ad ogni scenario un valore di RF si mette, dunque, subito in evidenza l'entità del cambiamento previsto. Gli andamenti delle forzanti

sono rappresentativi di determinate proiezioni delle condizioni socio-economiche, che per la prima volta considerano anche gli effetti di possibili politiche di mitigazione.

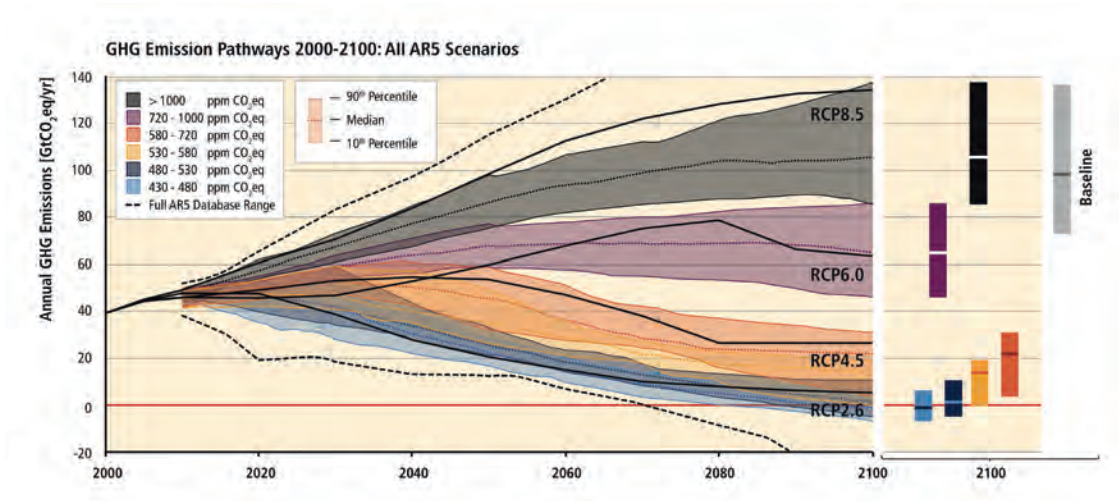


Figura 3
Percorsi delle emissioni di gas serra (GHG) 2010-2100: tutti gli scenari AR5 (IPCC-AR5 2014; www.ipcc.ch).

Scenari	Radiative Forcing	CO ₂ eq (p.p.m.)	Aumento della temperatura 2081-2100 vs 1850-1900	Pathway
RCP4.5	4.5 W/m ² post 2100	650 (538)	2.4°C (1.7-3.2 °C)	Stabilizzazione
RCP8.5	8.5 W/m ² in 2100	1.370 (936)	4.3°C (3.2-5.4 °C)	Crescita

Tabella 1
Caratteristiche degli scenari futuri considerati.

Lo scenario RCP4.5 prevede la stabilizzazione su basse emissioni di gas serra, ipotizzando l'introduzione di politiche climatiche di mitigazione a lungo termine. La forzante radiativa si stabilizzerà su di un valore di 4.5 W/m² dopo il 2100. Lo scenario RCP8.5, invece, assume l'ipotesi di assenza di politiche di riduzione delle emissioni, che quindi non risulteranno essere abbattute ma continueranno a crescere costantemente. La forzante radiativa continuerà dunque a crescere, raggiungendo il valore di 8.5 W/m² nel 2100.

3.1 / Scenari climatici in Trentino

La correzione del bias dell'RCM è stata effettuata su ognuna delle 44 stazioni termometriche e delle 70

stazioni pluviometriche scelte tra quelle disponibili sull'intero territorio provinciale. Tali stazioni sono state selezionate in merito alla loro rappresentatività e valenza storica e alla ricchezza del database (almeno 20 anni di misure senza discontinuità significative). Il segnale climatico relativo ai due scenari futuri RCP 4.5 e 8.5, dopo essere stato così corretto per il periodo 2021-2070 per ogni punto-stazione fornito, è stato successivamente analizzato e confrontato con il trentennio di riferimento 1981-2010. Vengono di seguito proposte le rielaborazioni delle serie di precipitazione ottenute mediando il comportamento di tutte le stazioni analizzate sul territorio trentino. Per quanto riguarda le precipitazioni si riscontrano comportamenti discordanti tra i due scenari per il primo trentennio 2021-2050, mentre gli andamenti si riallineano nel periodo 2041-2070. Analizzando le

precipitazioni cumulate medie annue, si ha generalmente un leggero decremento, compreso tra il -4 e il -8%, mentre l'RCP8.5 è in controtendenza per il primo trentennio con un aumento di circa il 3% annuo. Se annualmente, dunque, non si riscontrano cambiamenti importanti, stagionalmente, invece, si osservano dei mutamenti più significativi rispetto al periodo 1981-2010. Per entrambi gli scenari, infatti, si prevedono diminuzioni della precipitazione estiva dell'ordine del 10% per il primo periodo e del 25% per il secondo. Ad eccezione del primo trentennio di simulazione per l'RCP8.5, si registrano invece degli aumenti della precipitazione invernale, variabili tra il 4 ed il 25%.

Nel primo trentennio di simulazione si ha un comportamento antitetico tra i due scenari: l'RCP4.5 presenta una decrescita della precipitazione in tutte le stagioni al di fuori dell'autunno, con un -8% annuale. L'RCP8.5, invece, prevede un aumento in tutte le stagioni ed in particolare in inverno, ad eccezione dell'estate, con un incremento annuale di circa il 3%. Nel secondo trentennio si registra una generale decrescita, più significativa in estate, ed un aumento invernale, maggiore per l'RCP8.5. Gli scenari discordano invece sulla stagione autunnale, che vedrebbe una decrescita per l'RCP8.5 ed un incremento per l'RCP4.5.

Periodo	Scenario	Inverno	Primavera	Estate	Autunno	Anno
Anomalie della precipitazione cumulate rispetto al periodo 1981-2010 [mm]						
1981-2010	-	164.3	280.6	301.5	352.5	1097.1
2021-2050	RCP4.5	-13%	-10%	-15%	-1%	-8%
	RCP8.5	17%	6%	-9%	5%	3%
2041-2070	RCP4.5	4%	-11%	-25%	14%	-4%
	RCP8.5	25%	-4%	-27%	-7%	-7%
Anomalie del numero di giorni piovosi rispetto al periodo 1981-2010						
1981-2010	-	15.5	31.7	39.2	25.2	111.4
2021-2050	RCP4.5	-1.6	-0.8	-5.0	-0.7	-7.8
	RCP8.5	1.1	1.2	-4.4	0.5	-1.2
2041-2070	RCP4.5	-0.6	-1.9	-9.3	-0.2	-11.3
	RCP8.5	1.0	-2.1	-11.9	-2.4	-15.5
Anomalie della precipitazione massima giornaliera rispetto al periodo 1981-2010 [mm]						
1981-2010	-	37.9	44.1	34.9	69.4	73.0
2021-2050	RCP4.5	0%	0%	0%	0%	8%
	RCP8.5	19%	11%	14%	15%	17%
2041- 2070	RCP4.5	24%	-3%	10%	16%	18%
	RCP8.5	31%	-5%	-5%	5%	8%

Tabella 2

Precipitazione cumulata, numero di giorni piovosi e precipitazione massima giornaliera medie annuali e stagionali del trentennio di riferimento 1981-2010; anomalie della precipitazione cumulata, del numero di giorni piovosi e della precipitazione massima giornaliera medie annuali e stagionali per gli scenari RCP4.5 e RCP8.5 per i periodi 2021-2050 e 2041-2070 rispetto al trentennio di riferimento.

Esaminando il numero di giorni piovosi, ossia con precipitazione superiore ad 1 mm, si riscontra una comune tendenza decrescente, con diminuzioni più accentuate in estate e leggera crescita invernale.

Questi dati, combinati all'andamento della precipitazione media cumulata, forniscono anche informazioni sull'intensità media di precipitazione, che tende a crescere nel tempo.

Parlando, invece, di precipitazione massima giornaliera, ossia del quantitativo massimo di precipitazione caduta in un giorno nell'arco di un anno o di una stagione, questa tende in genere ad aumentare. Gli scenari RCP4.5 e 8.5 non presentano sempre tendenze concordi tra loro, ma annualmente indicano un incremento del valore intorno al 10–20%. Anche nella stagione autunnale ed invernale entrambi gli scenari simulati concordano su di un aumento della precipitazione massima giornaliera.

Ricapitolando, si può dunque parlare di una tendenza futura all'estremizzazione degli eventi climatici, sia per quanto riguarda l'intensità che la loro frequenza. Si avrà un generale aumento delle temperature, in particolare per le massime giornaliere, con estati calde e secche, mentre gli inverni saranno meno freddi ma più piovosi. Le precipitazioni vedranno una leggera decrescita a scala annuale, anche se i cambiamenti più significativi si avranno a livello stagionale, con una forte diminuzione estiva.

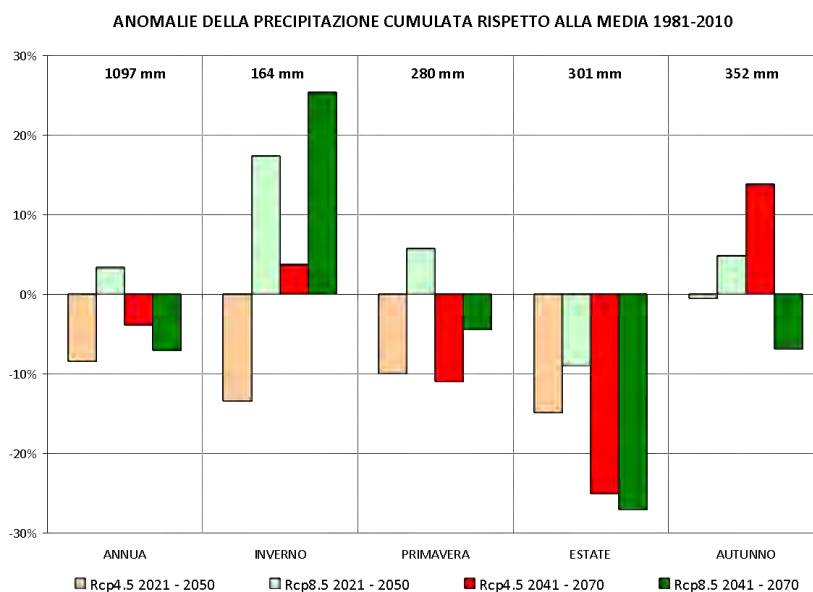


Figura 4

Anomalia della precipitazione cumulata annuale e stagionale rispetto alla media del periodo 1981–2010.

3.2 / Regime naturale (in assenza di derivazioni antropiche)

Come era logico aspettarsi, i risultati della modellazione idrologica per il regime naturale, ossia privo dell'influenza delle derivazioni antropiche, ha evidenziato una stretta correlazione tra i deflussi in alveo e le forzanti meteorologiche previste negli scenari climatici futuri, RCP4.5 e RCP8.5. In generale l'effetto dei cambiamenti climatici sulla disponibilità naturale di risorsa idrica ne determinerà una contenuta diminuzione a livello annuale, mentre è prevista una maggiore variabilità a livello stagionale. Come per le precipitazioni, si attende una variazione della disponibilità di risorsa in particolare nel periodo estivo, in cui è previsto il calo più drastico delle portate in alveo, e in quello invernale, dove si osserva un incremento. Anche l'aumento delle temperature, più o meno mar-

cato a seconda dello scenario di emissione considerato e del medio (2021–2050) o lungo (2041–2070) periodo di previsione, influisce sul comportamento idrologico accentuando la riduzione estiva di portata ed anticipando i massimi primaverili di deflusso. In questo caso la temperatura influisce non solo sull'evapotraspirazione, ma anche sull'innalzamento della quota limite della neve. Questo fenomeno è particolarmente evidente nella parte iniziale del bacino del fiume Noce, caratterizzato da numerosi ghiacciai e nevai che alimentano corsi d'acqua a regime idrologico di tipo nivo-glaciale. Per cui per i torrenti dell'alta Val di Sole, dove nonostante l'aumento delle temperature invernali continuerà a nevicare, si prevedono incrementi della portata primaverile proprio a causa dell'anticipo del periodo di fusione della neve, con un calo del colmo estivo ed un anticipo da luglio a giugno (Figura 1).

VOLUME SPECIFICO MEDIO MENSILE - sezione Malè

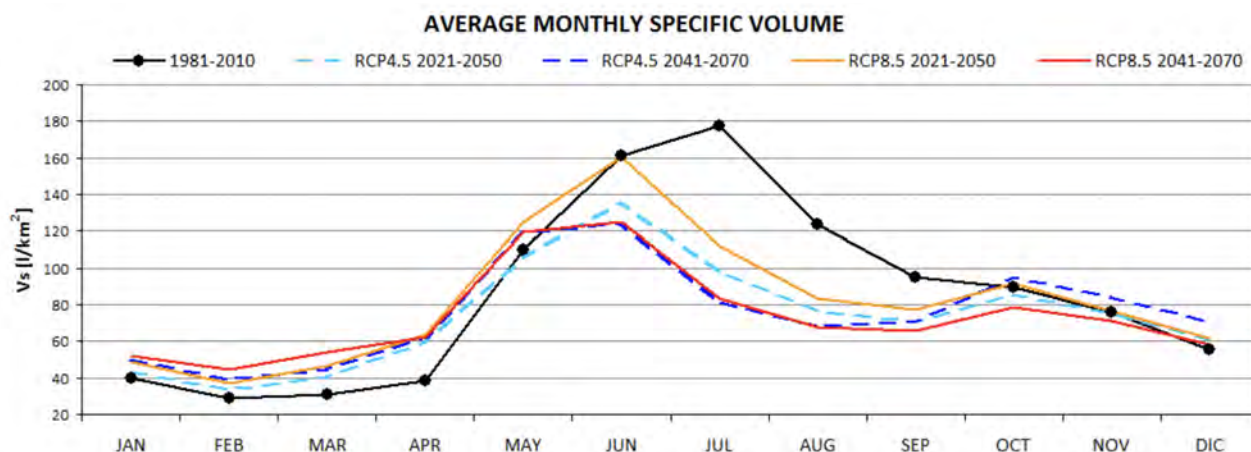


Figura 5

Andamento medio mensile dei volumi specifici transitanti alla sezione di Malè per il Bacino del Fiume Noce per il trentennio di riferimento (1981–2010) e gli scenari futuri.

A causa dell'oscillazione del segnale climatico che riguarda le precipitazioni, i due scenari di forzante radiativa RCP4.5 e RCP8.5 forniscono risultati differenti soprattutto nel periodo di medio termine 2021–2050 (Figura 5 e Figura 6). Questo, ovviamente, si ripercuote anche sui deflussi in alveo modellati per il regime naturale, dove è possibile apprezzare l'effetto dei cambiamenti climatici sulla disponibilità idrica sen-

za le interferenze dovute alle derivazioni antropiche. Considerando, quindi, i volumi specifici annui che transitano alla chiusura dei bacini del Fiume Noce e del Fiume Brenta, i corrispondenti valori medi del periodo a breve termine dei due scenari climatici risultano alquanto discordanti, mentre sono maggiormente in accordo nel lungo periodo.

VOLUME SPECIFICO - Bacino del Brenta

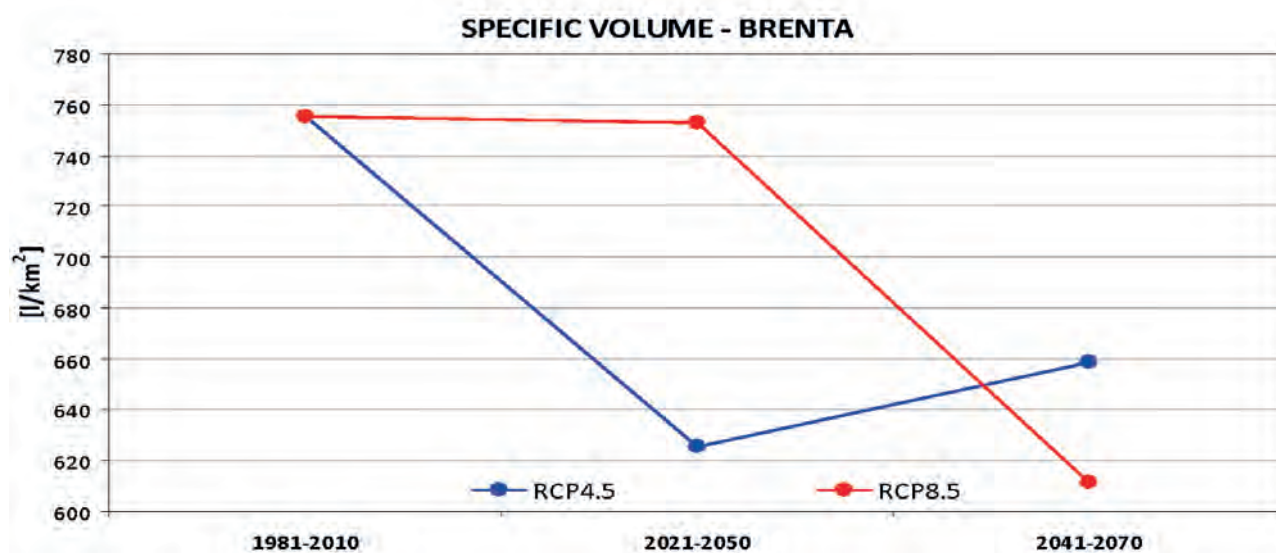


Figura 6

Volumi specifici medi annui per i trentenni 1981–2010, 2021–2050 e 2041–2070 per i due scenari futuri di emissione RCP4.5 e RCP8.5 per il bacino del Fiume Brenta.

VOLUME SPECIFICO - Bacino del Noce

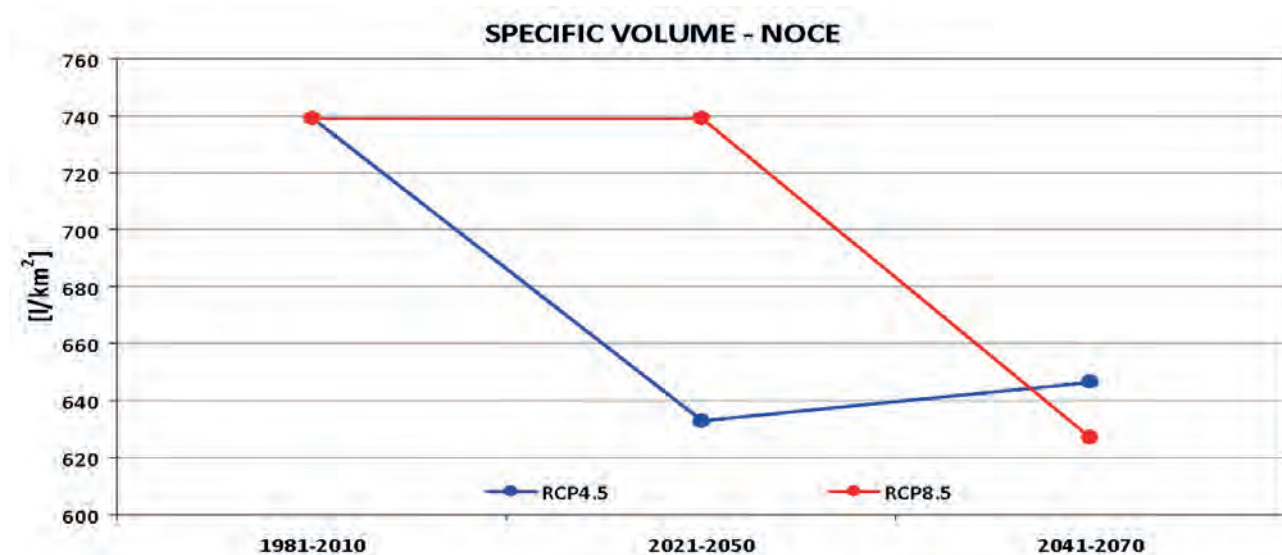


Figura 7

Volumi specifici medi annui per i trentenni 1981–2010, 2021–2050 e 2041–2070 per i due scenari futuri di emissione RCP4.5 e RCP8.5 per il bacino del Fiume Noce.



Gli effetti dei cambiamenti climatici sulle portate naturalmente presenti in alveo influenzeranno di conseguenza anche l'ammontare dei volumi complessi-

vamente derivabili dagli utilizzatori e si ripercuoterà anche sulla capacità di sfruttamento della risorsa idrica per la produzione idroelettrica.

4. Conclusioni: estensione dei risultati del progetto al territorio provinciale

La sensibile forbice previsionale osservata per il prossimo trentennio nei due scenari di emissione consente di estendere all'intero territorio provinciale solo in modo qualitativo i risultati ottenuti per i due bacini di studio all'interno del progetto OrientGate.

Inoltre, considerando che il periodo temporale oggetto del presente Piano è 2021-2030, più limitato di

quello del primo trentennio di analisi, non si è ritenuto possibile quantificare la variazione di portata in alveo sull'intero territorio provinciale. Si può solo osservare una variazione su base sub annuale, che al 2030 non sembra alterare sensibilmente la quantità totale annuale dei deflussi.





Scenari di decarbonizzazione al 2030

Sezione 1 | ASSUNZIONI

Emissioni di inquinanti atmosferici e qualità dell'aria ambiente

1. Introduzione

Questo capitolo presenta le assunzioni inerenti le emissioni di inquinanti atmosferici e la qualità dell'aria ambiente.

Per quanto riguarda le emissioni questo avviene principalmente tramite l'inventario delle emissioni in atmosfera, che è lo strumento utilizzato per individuare, quantificare e valutare le varie sorgenti di emissione che impattano la qualità dell'aria di un territorio.

Trattandosi tuttavia di valori stimati, è importante sottolineare come gli inventari delle emissioni, per loro natura, siano caratterizzati da affidabilità non assoluta. Inoltre, il confronto tra i vari anni risulta piuttosto complesso e talvolta poco significativo a causa di modifiche e aggiornamenti alle metodologie di calcolo tra un aggiornamento e l'altro che possono incidere significativamente sui valori di emissione.

In generale i trend evidenziano una sostanziale costante diminuzione delle emissioni per tutti gli inquinanti, e ciò grazie in particolare ad un contesto normativo, regolatorio e tecnologico in costante evoluzione

e orientato a un sempre maggiore efficientamento energetico e contestuale riduzione delle emissioni di tutti i processi in grado di impattare negativamente sulla qualità dell'aria.

Per descrivere invece lo stato della qualità dell'aria ambiente ci si avvale di uno specifico Programma di valutazione che ha definito la rete provinciale di monitoraggio disegnata in coerenza con la zonizzazione del territorio e relativa classificazione effettuata confrontando i valori di concentrazione dei vari inquinanti presenti in atmosfera con i rispettivi limiti fissati dalla norma. Analizzando l'andamento dei principali inquinanti nel tempo si nota per tutti una progressiva e generalizzata diminuzione delle concentrazioni, con il permanere di limitate criticità e con un solo caso di superamento dei limiti per l'inquinante biossido di azoto NO₂ misurato presso le stazioni di traffico, e il superamento del valore obiettivo previsto per l'inquinante ozono O₃ registrato in maniera diffusa in tutto il territorio.

2. Inventario delle emissioni della Provincia Autonoma di Trento anno di riferimento 2015

A partire dall'anno 2007 le province di Trento e Bolzano hanno deciso di provvedere alla costituzione in comune del catasto delle emissioni; tale scelta ha portato a realizzare una banca dati unitaria e alla condivisione della metodologia di stima, della tempistica e degli obiettivi da raggiungere.

L'aggiornamento più recente dell'Inventario delle emissioni della Provincia autonoma di Trento si riferisce all'anno 2015: esso si colloca a valle di quattro precedenti aggiornamenti eseguiti per gli anni 2005, 2007, 2010 e 2013, sempre con la metodologia INEMAR.

INEMAR è un sistema di archiviazione ed elaborazione di dati che permette di stimare le emissioni dei principali macroinquinanti (tra cui SO₂, NO_x, COVNM,

CO, NH₃, PM_{2,5} e PM₁₀) e di altre sostanze per numerose tipologie di attività proprie della classificazione CORINAIR (metodologia europea di riferimento per gli inventari delle emissioni) e di tipi di combustibile, scendendo fino al dettaglio comunale.

Tale sistema, giunto alla sua settima versione, è attualmente adottato, oltre che dal Trentino Alto Adige, da altre sei regioni, cinque del bacino padano (Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna, Veneto e Friuli Venezia Giulia) ed una del Sud Italia (Puglia).

Di seguito sono riassunti i principali risultati estraibili dell'inventario provinciale più aggiornato che fotografa il carico emissivo per la Provincia Autonoma di Trento all'anno 2015.

Macrosettori	CO t	COV t	NH ₃ t	NO _x t	PM10 t	PM2_5 t	SO ₂ t
Produzione energia e trasformazione combustibili	134,95 0,4%	18,73 0,0%		407,94 5,4%	16,65 0,6%	16,18 0,6%	8,23 1,8%
Combustione non industriale	24.923,76 78,1%	1.754,87 4,2%	56,61 2,6%	1.007,58 13,3%	2.430,00 83,5%	2.398,48 87,2%	185,78 40,2%
Combustione nell'industria	698,26 2,2%	112,58 0,3%	12,61 0,6%	828,88 11,0%	31,21 1,1%	18,60 0,7%	195,48 42,3%
Processi produttivi	30,28 0,1%	240,04 0,6%		8,75 0,1%	43,14 1,5%	17,58 0,6%	47,09 10,2%
Estrazione e distribuzione combustibili		377,54 0,9%					
Uso di solventi		1.564,70 3,7%	0,04 0,0%	0,04 0,0%	14,01 0,5%	10,54 0,4%	0,01 0,0%
Trasporto su strada	5.694,38 17,8%	943,04 2,3%	54,15 2,5%	4.602,80 60,8%	278,44 9,6%	202,43 7,4%	2,52 0,5%
Altre sorgenti mobili e macchinari	256,36 0,8%	73,28 0,2%	0,15 0,0%	652,20 8,6%	35,08 1,2%	33,74 1,2%	2,48 0,5%
Trattamento e smaltimento rifiuti	16,65 0,1%	3,32 0,0%	4,51 0,2%	48,13 0,6%	0,17 0,0%	0,09 0,0%	19,15 4,1%
Agricoltura		2.468,38 5,9%	2.074,54 94,1%	5,43 0,1%	16,10 0,6%	7,06 0,3%	
Altre sorgenti e assorbimenti	155,50 0,5%	34.330,45 82,0%	0,96 0,0%	5,90 0,1%	45,14 1,6%	44,63 1,6%	1,20 0,3%
Totale	31.910,14	41.886,91	2.203,57	7.567,64	2.909,95	2.749,33	461,94

Tabella 1

Emissioni provinciali annue dei principali inquinanti suddivise per macrosetto (al 2015)

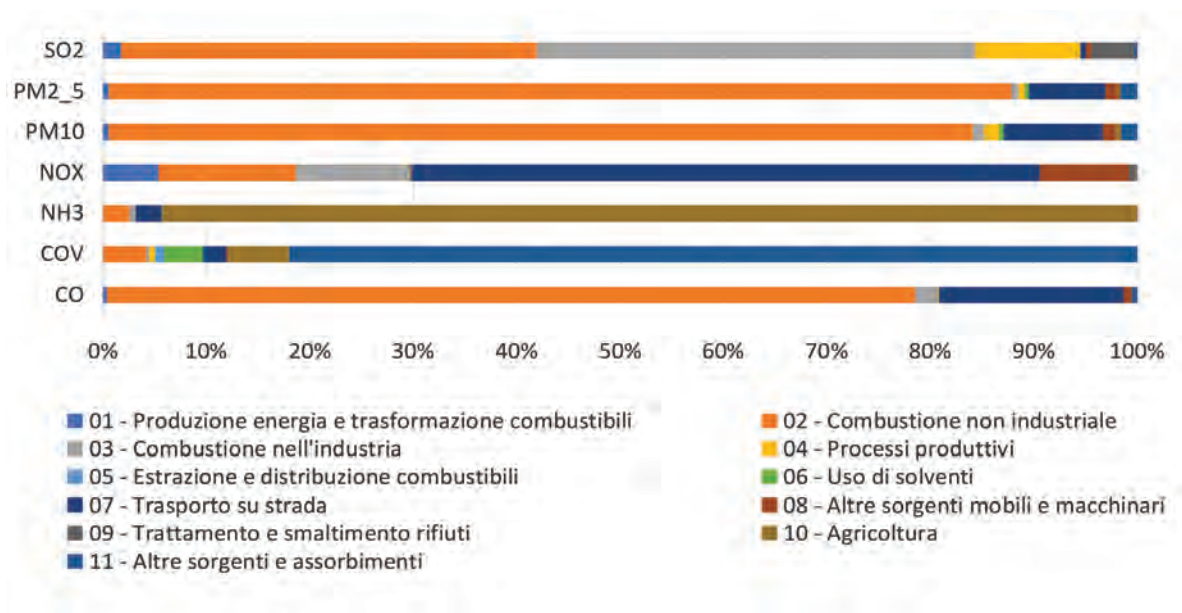


Figura 1

Emissioni provinciali annue dei principali inquinanti suddivise per macrosettore (al 2015)

I risultati dell'inventario delle emissioni riferite all'anno 2015 per i principali inquinanti suddivisi per Macrosettori riportati in Tab.1 e in Fig. 1 evidenziano la combustione non industriale (Macrosettore 02 – principalmente combustione domestica e commerciale) quale maggior responsabile delle emissioni di CO (78%), di PM10 e PM2,5 (84 e 87%), e il secondo maggior emettitore per quanto riguarda l'SO2 (40%). Altro macrosettore rilevante è rappresentato dalle emissioni mobili Trasporto su strada (Macrosettore 07) cui è attribuito il 61% del totale delle emissioni di NO_x, il 18% del totale di CO e del 10% di PM10 (7% del PM2,5).

Significativo, ancorché più in termini percentuali che quantitativi, anche il contributo della combustione nell'industria (Macrosettore 03) cui è attribuita la causa principale delle emissioni di SO2 (42%) e dell'11% delle emissioni complessive degli NO_x.

Le emissioni derivanti da Agricoltura (Macrosettore 10) costituiscono la principale causa delle emissioni di ammoniaca (94% rispetto al totale del macroinquinante), mentre emissioni attribuite al Macrosettore 11 - altre sorgenti e assorbimenti rappresentano ben l'82% delle emissioni complessive di COV (principalmente emissioni biogeniche).

Per quanto riguarda gli altri macrosettori, sia in termini quantitativi, sia percentuali, i contributi risultano poco rilevanti e per alcuni inquinanti quasi trascurabili.

Per quanto riguarda invece gli inquinanti di maggior interesse ambientale, si rileva come le emissioni di PM10 dipendano prevalentemente dalla combustione non industriale (84%) e, in misura minore, dal traffico stradale (10%), così come, a ruoli sostanzialmente invertiti, le emissioni di NO_x (13% dalla combustione non industriale e 61% dal trasporto su strada).



Macrosettori	CO t	COV t	NH ₃ t	NO _x t	PM10 t	PM2_5 t	SO ₂ t
benzina verde	4.222,90 13,2%	744,03 1,8%	38,97 1,8%	220,99 2,9%	10,33 0,4%	10,33 0,4%	0,81 0,2%
biogas	12,19 0,0%	2,06 0,0%		10,25 0,1%	0,01 0,0%	0,01 0,0%	0,30 0,1%
Carbone cokeria	69,71 0,30%	1,31 0,00%	0,03 0,00%	10,19 0,20%	0,17 0,00%	0,09 0,00%	13,24 2,80%
gasolio autotrazione	1.073,07 3,4%	173,16 0,4%	9,63 0,4%	4.988,60 65,9%	137,35 4,7%	136,02 4,9%	4,02 0,9%
gasolio	54,93 0,2%	7,04 0,0%		125,76 1,7%	11,67 0,4%	11,67 0,4%	108,72 23,5%
GPL	501,44 1,6%	75,41 0,2%	4,57 0,2%	60,72 0,8%	0,30 0,0%	0,30 0,0%	0,14 0,0%
kerosene	2,03 0,0%	1,13 0,0%		1,45 0,0%	0,09 0,0%	0,08 0,0%	0,17 0,0%
legna e similari	24.683,05 77,4%	1.730,72 4,1%	57,00 2,6%	696,15 9,2%	2.432,37 83,6%	2.400,26 87,3%	76,58 16,6%
metano	605,72 1,9%	113,91 0,3%	1,13 0,1%	1128,36 14,9%	9,61 0,3%	9,32 0,3%	83,45 18,1%
olio combustibile	1,59 0,0%	0,36 0,0%	0,02 0,0%	10,91 0,1%	0,18 0,0%	0,18 0,0%	7,23 1,6%
petcoke	207,39 0,6%	7,75 0,0%	11,95 0,5%	193,16 2,6%	0,15 0,0%	0,10 0,0%	82,82 17,9%
rif. Ind.	4,46 0,0%	1,25 0,0%		37,88 0,5%	0,16 0,0%	0,08 0,0%	18,85 4,1%
senza combustione	471,67 1,5%	39.028,78 93,2%	2.080,28 94,4%	83,22 1,1%	307,55 10,6%	180,88 6,6%	65,62 14,2%
Totali	31.910,14	41.886,91	2.203,57	7.567,64	2.909,95	2.749,33	461,94

Tab 2

Emissioni provinciali annue dei principali inquinanti suddivise per combustibile (al 2015)

Le emissioni dei principali macroinquinanti attribuite ai singoli combustibili evidenziano come la legna sia il combustibile che ne genera in maggiore quantità, in particolare è responsabile del 77% delle emissioni di CO, dell' 84% delle emissioni di PM10 e dell'87% del PM2,5.

Anche i combustibili utilizzati per i mezzi su strada sono molto rilevanti: dalla combustione del diesel si genera in particolare il 66% del totale di NO_x, mentre i principali contributi della benzina verde si hanno per il CO con il 13% del totale.

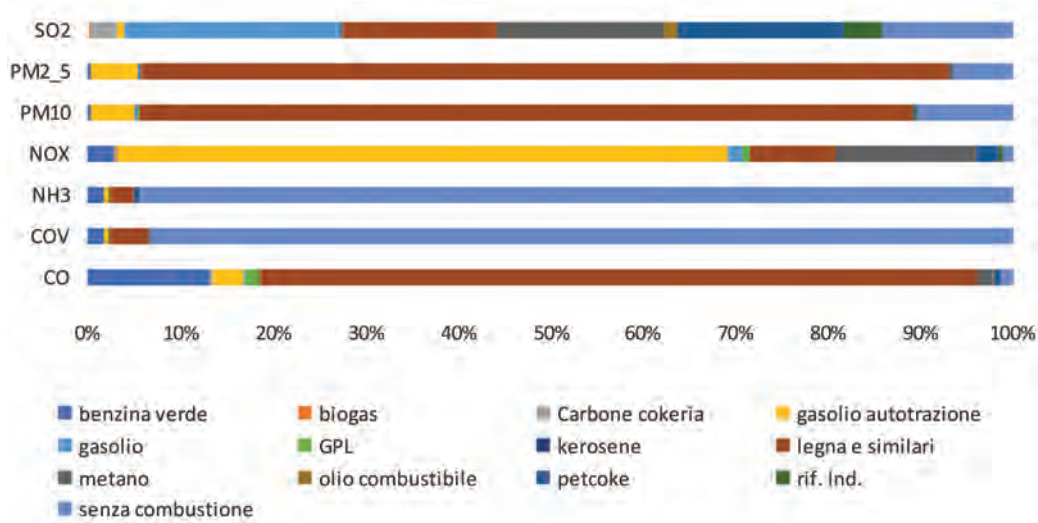


Figura 2

Emissioni provinciali annue dei principali inquinanti suddivise per combustibile (al 2015)

3. I principali indicatori di qualità dell'aria

Ai fini della valutazione della qualità dell'aria tutto il territorio trentino (così come quello nazionale ed europeo) è suddiviso in zone. La zonizzazione (d.G.P. 1036/2011) suddivide il territorio trentino, per tutti gli inquinanti ad eccezione dell'ozono, in due zone, "zona di fondovalle" e "zona di montagna" divise dalla quota altimetrica di 1500 m s.l.m. Nella "zona di fondovalle" risiede oltre il 99% della popolazione. Per l'inquinante ozono, è stata definita un'unica zona corrispondente ai confini amministrativi provinciali. All'interno di queste zone la quantità di inquinanti

emessi e la loro successiva dispersione per effetto della diluizione, a sua volta influenzata in modo particolare dalle condizioni meteorologiche e orografiche, determina i valori di concentrazione dei principali inquinanti nell'atmosfera ambiente. La modifica nel tempo del carico emissivo trova quindi riscontro anche nell'andamento degli indicatori della qualità dell'aria rilevati principalmente dalla rete di monitoraggio provinciale.

Di seguito si riportano gli andamenti relativi ai valori di media annua dei principali inquinanti atmosferici.

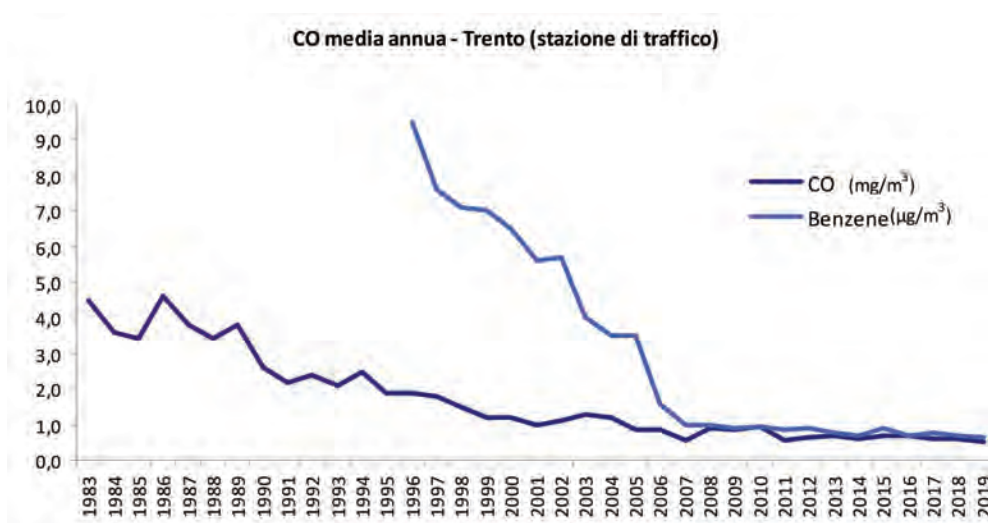


Figura 3

Andamento media annua concentrazioni CO e Benzene nelle stazioni classificate "di traffico" a Trento

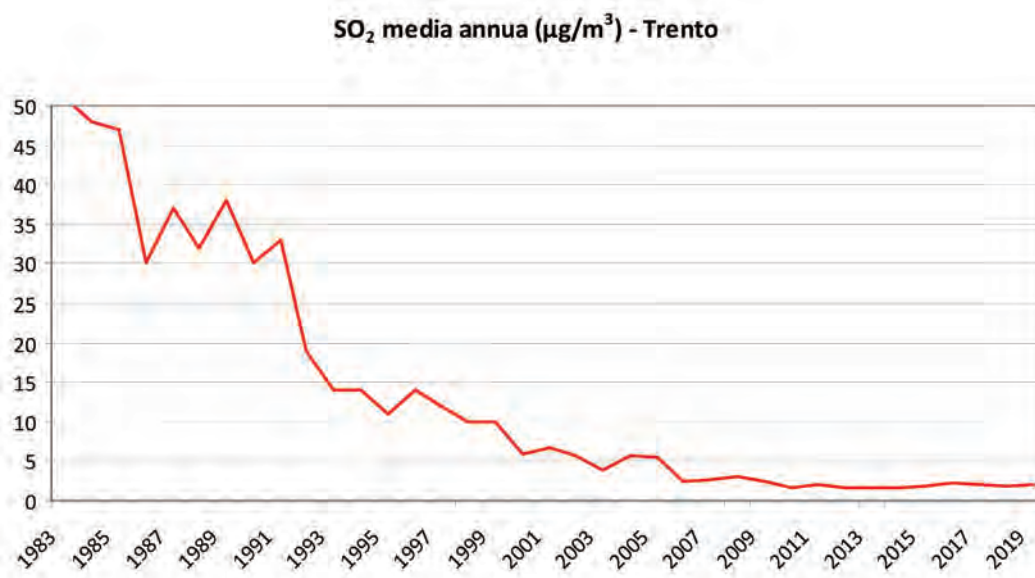


Figura 4

Andamento media annua concentrazioni SO₂ stazioni classificate “di traffico” a Trento

La figura 3 mostra la diminuzione nel tempo della presenza degli inquinanti monossido di carbonio e Benzene, riconducibili principalmente alle emissioni da traffico, la cui sostanziale scomparsa è da mettere in relazione alla progressiva introduzione dei vincoli introdotti dalle classi Euro per i veicoli e di benzine prive di benzene (inizialmente utilizzato a fine anni '80

in sostituzione del piombo tetraetile quale antidetonante).

Altrettanto evidente la curva tendente allo zero per l'inquinante SO₂ (Fig.4) conseguente alla progressiva diminuzione dell'utilizzo di combustibili contenenti lo zolfo ed alla loro migliore raffinazione per la parte ancora residuale di utilizzo.

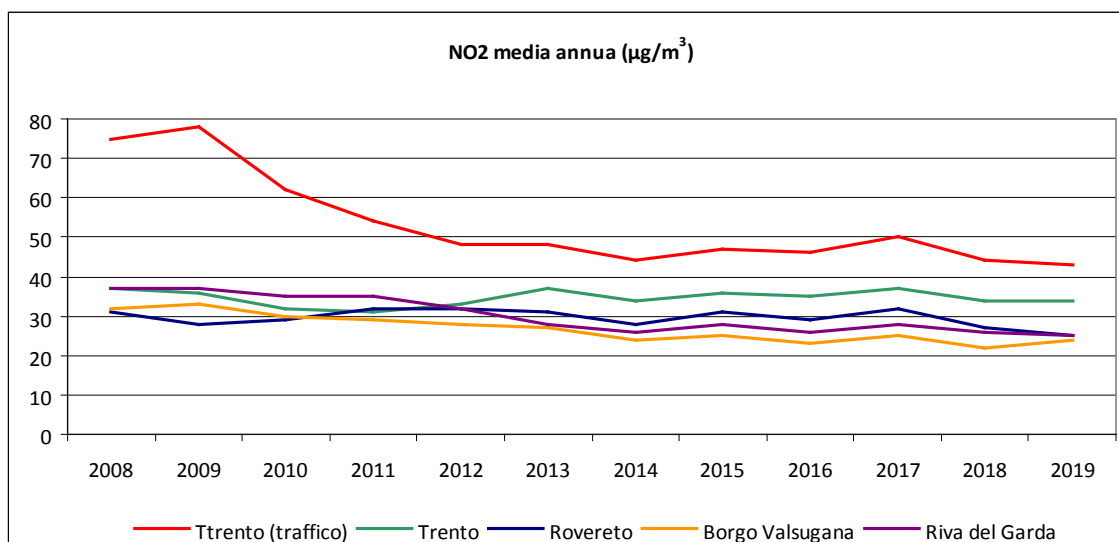


Figura 5

Andamento media annua concentrazioni NO₂

Sempre relativamente alle emissioni riconducibili in quantità rilevanti al traffico, altro inquinante che ha evidenziato un trend in progressiva diminuzione, sono gli ossidi di azoto, ed in particolare il biossido NO₂.

Al contrario di CO e benzene però, i valori di concentrazione in atmosfera sono ancora relativamente critici, soprattutto in prossimità delle arterie maggiormente trafficate.

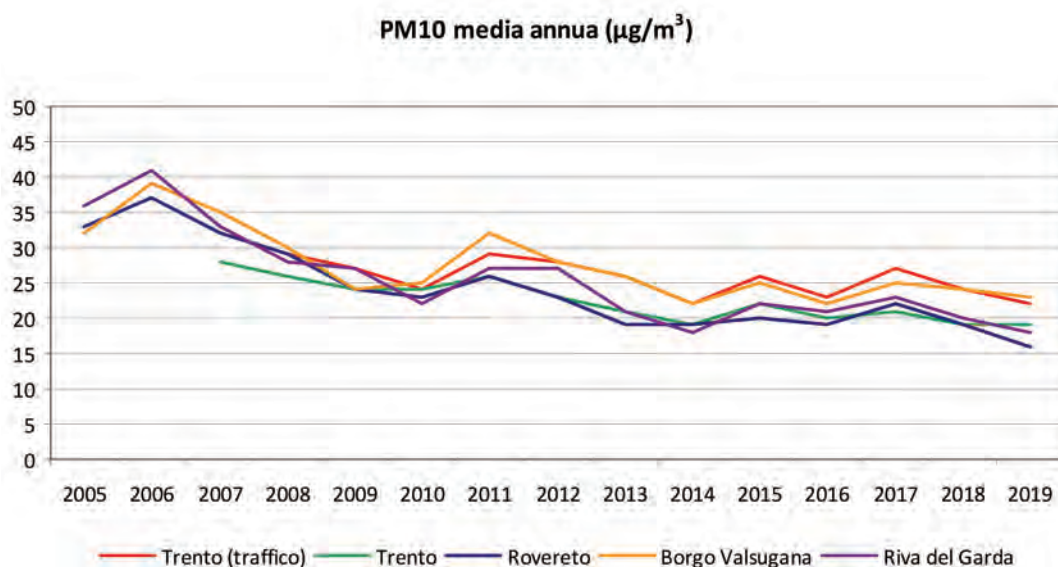


Figura 6

Andamento media annua concentrazioni PM10

Gli andamenti delle concentrazioni delle polveri sottili PM10 evidenziano anch'essi una sostanziale diminuzione dei valori intervenuta soprattutto dopo il 2007, con conseguente ed ormai robusto rispetto dei limiti normativi esteso all'intero territorio provinciale.

Così come per il biossido di azoto, la diminuzione delle concentrazioni nel tempo è molto significativa, ma permangono ancora delle criticità soprattutto riguardo alcuni comparti emissivi quali la combustione delle biomasse.

Un altro inquinante misurato, parte costituente del particolato PM10, ma che viene quantificato in maniera distinta, è il benzo(a)pirene.

La sua presenza, originata in maniera quasi esclusiva dalla combustione delle biomasse, è rilevante non tanto in termini quantitativi, quanto per i suoi potenziali effetti negativi sulla salute.

Come evidenziato dall'andamento delle sue concentrazioni in Fig 6, il valore medio annuo oscilla attorno al valore obiettivo previsto dalla normativa, con valori di poco inferiori o superiori al valore obiettivo di $1 \text{ ng}/\text{m}^3$. Valori di concentrazione che rappresentano pertanto ancora una criticità soprattutto nelle valli dove l'utilizzo della legna è molto maggiore che non a Trento e nei centri maggiori.

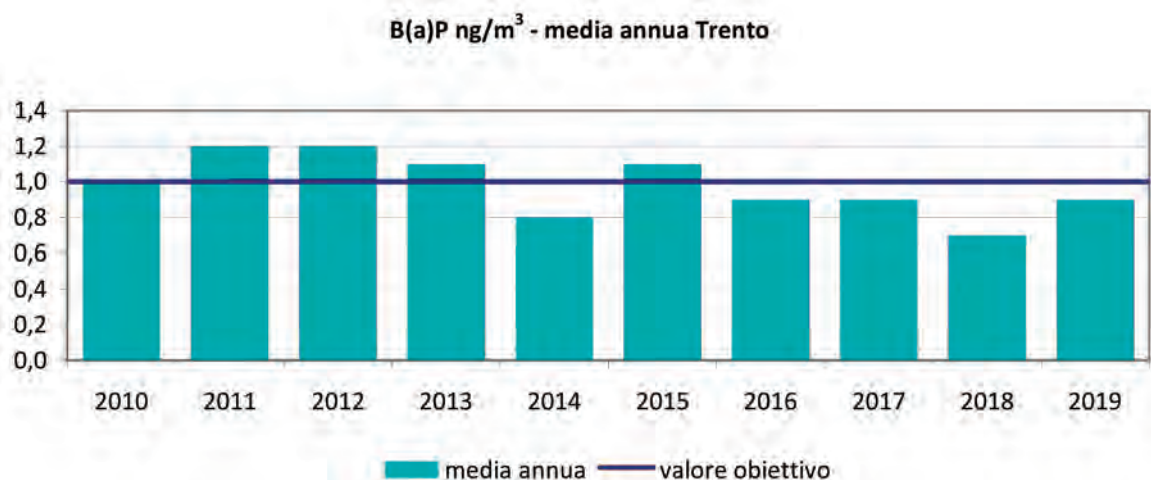


Figura 7

Andamento media annua concentrazioni benzo(a)pirene

3. Considerazioni di sintesi e gestione delle criticità

Le concentrazioni di inquinanti rilevate dalla rete provinciale di monitoraggio, conseguenza anche della riduzione delle quantità di inquinanti emesse, evidenziano quindi per l'intero territorio trentino una qualità dell'aria in progressivo sostanziale miglioramento. Permangono tuttavia ancora delle criticità riferite in modo particolare agli inquinanti ossidi di azoto e alle polveri sottili la cui fonti principali sono da ricondurre rispettivamente al trasporto su strada, in particolare dei veicoli diesel, e al riscaldamento domestico soprattutto per la parte riferita all'utilizzo della legna come combustibile.

Partendo da queste evidenze, peraltro condivise anche da larga parte delle regioni in particolare del nord Italia, e al netto dei miglioramenti che saranno, così come in passato, comunque raggiunti grazie alle normative nazionali ed europee previste dalla legislazione corrente, ulteriori strategie e azioni di miglioramento da attivare a livello locale sono contenute in particolare nell'ultimo *Piano provinciale di tutela della qualità dell'aria approvato* nel 2018, strumento di cui la Provincia Autonoma di Trento si è dotata per pianificare le misure necessarie ad agire su tutte le principali sorgenti di emissione aventi influenza sulla qualità dell'aria ambiente.

Per quanto riguarda le emissioni nel *Settore trasporti e mobilità sostenibile*, e quindi orientate a ridurre anche e soprattutto le emissioni degli ossidi di azoto, la strategia prevede in particolare di agire sulla riduzione del trasporto privato su strada, sulla promozione di forme di mobilità sostenibile e sull'ottimizzazione della gestione del trasporto merci. Sono quindi già pianificate e dovranno essere implementate ulteriori azioni che prevedono la promozione dell'utilizzo di veicoli elettrici e di carburanti a basse emissioni, una gestione dinamica dei limiti di velocità lungo l'autostrada che può consentire una significativa riduzione dei fattori di emissione dei veicoli, il miglioramento del servizio di trasporto pubblico locale, la promozione di modalità di spostamento a minor impatto ambientale e la promozione dell'intermodalità. A questo proposito potrà assumere grande rilievo il completamento e l'apertura del tunnel di base del Brennero e conseguente trasferimento su rotaia, riducendolo in maniera sostanziale, il traffico merci pesante che gravava in particolare sull'autostrada A22.

Per quanto riguarda invece il *Settore energetico civile*, per ridurre ulteriormente le emissioni in particolare di particolato sottile (e conseguentemente anche di BaP), ma anche degli ossidi di azoto, è

previsto di agire in modo particolare sul miglioramento delle prestazioni energetiche ed emissive degli edifici e degli impianti termici e sulla promozione delle fonti di energia rinnovabili.

Nel concreto sono state individuate azioni quali la promozione del risparmio energetico e della riqualificazione energetica degli edifici, il rinnovo dei generatori di calore domestici a legna, la sensibilizzazione della popolazione su buone pratiche di combustione della legna, il rafforzamento del ruolo professionale di fumisti e spazzacamini e dei meccanismi di controllo sull'adozione di pratiche corrette, la garanzia di sostenibilità ambientale degli impianti di produzione di energia, inclusi teleriscaldamenti, alimentati con fonti rinnovabili.

È altresì da evidenziare come l'adozione di tecnologie in grado di garantire processi di combustione ottimale della biomassa legnosa rappresenta un aspetto di grande rilievo non solo nei confronti della tutela della qualità dell'aria, ma anche in termini di riduzione delle emissioni climalteranti. Infatti, se da un lato la combustione della biomassa legnosa non comporta emissioni aggiuntive di CO₂ in termini globali, dall'altro, in condizioni di cattiva combustione, la legna emette ingenti quantità di particolato che soprattutto per la componente della fuliggine, chiamata anche "black carbon", che rappresenta un rilevante agente climalterante con potere riscaldante molto maggiore anche della CO₂. Ancorché gli altri Settori contribuiscano in maniera meno rilevante alle emissioni, il *Piano provinciale di tutela della qualità dell'aria* ha comunque previsto anche per questi la necessità di implementare azioni di ulteriore riduzione. Per il *Settore produttivo e industriale*, peraltro già molto regolamentato a livello nazionale e europeo, le strategie da adottare prevedono di agire sul miglioramento dei cicli produttivi e sulla promozione delle migliori tecniche disponibili (BAT) con la loro tempestiva adozione in concomitanza con l'aggiornamento delle autorizzazioni ambientali nei diversi settori produttivi.

Per il *Settore agricoltura e allevamento*, in assoluto il maggior responsabile delle emissioni di ammoniaca (componente precursore anche del particolato sottile di natura secondaria), la strategia principale mira in particolare alla riduzione del contributo emissivo del comparto agro zootecnico attraverso la promozione e il supporto di buone pratiche gestionali nel settore dell'allevamento su ricoveri del bestiame, su metodi di stoccaggio e spandimento delle deiezioni.

Da ultimo, anche trasversalmente a tutte le strategie e azioni individuate per i singoli settori, è stata pianificata una strategia di *comunicazione, informazione, formazione ed educazione alla sostenibilità ambientale* volta a migliorare la comunicazione fra pubblica amministrazione e cittadino sui temi legati alla qualità dell'aria e alla formazione ed educazione all'adozione di buone pratiche ambientali in particolare attraverso.

Un aspetto questo di grande rilievo atteso che, sia per quanto riguarda in particolare la mobilità, sia per quanto riguarda la combustione delle biomasse, il comportamento dei singoli è e sarà uno degli elementi importanti e necessari al raggiungimento dell'obiettivo di poter usufruire di una sempre migliore qualità dell'aria.







Scenari di decarbonizzazione al 2030

Sezione 2 | SCENARI DI DECARBONIZZAZIONE AL 2030

Panoramica degli scenari

1. Introduzione

Le analisi alla base delle scelte di Piano sono presentate in questa sezione che propone potenziali scenari per incrementare l'efficienza energetica e la produzione da fonti rinnovabili, a fronte di uno scenario di riferimento tendenziale. Alla base di queste previsioni vi sono condizioni al contorno, di carattere ambientale, economico, normativo-regolatorio, che hanno, talvolta ex ante, orientato alcune scelte e determinato gli ambiti di analisi e le ipotesi di lavoro. Ancor più, le assunzioni presentate nella Sezione 1, in merito alle variazioni di temperatura e precipitazioni come indicatori del cambiamento climatico e legate alla qualità dell'aria sono entrate a pieno titolo nell'esplorazione scenariale, per gli impatti sui fabbisogni di riscaldamento e climatizzazione, sulla disponibilità idrica della

portata degli impianti idroelettrici e, da ultimo, sulla valorizzazione energetica della biomassa legnosa e sul settore dei trasporti.

Questi scenari sono le fondamenta delle scelte di Piano, in merito alla strategia di decarbonizzazione per il Trentino al 2030 e alle azioni individuate per la sua attuazione.

A seguire vi è una panoramica di quanto viene esposto nei capitoli successivi dove lo scenario complessivo viene integrato da analisi più approfondite per la caratterizzazione di scenari **settoriali** di particolare rilevanza. Per i dettagli inerenti ogni singolo capitolo di questa sezione si rimanda a quanto riportato negli Allegati Tecnici.

2. Scenari dinamici integrati ottimizzati

Il capitolo fornisce una modellazione energetica complessiva con cui individuare le possibili traiettorie evolutive del sistema energetico provinciale per soddisfare gli obiettivi programmatici. Il primo passo è la formulazione degli scenari di riferimento (REF) sia al 2030 sia al 2050, incorporando le tendenze attuali proiettate a lungo termine. Sono considerate le politiche adottate entro giugno 2019, inclusi gli obiettivi per il 2020 per la quota delle fonti energetiche rinnovabili (FER) e la riduzione dei gas a effetto serra (GHG), nonché la direttiva sul sistema di scambio di quote di emissioni (ETS). Una estesa rassegna bibliografica ha permesso di incorporare nell'analisi numerose proiezioni al 2016-2050 di andamenti riportati in letteratura: 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 accoppiamento settoriale o *sector coupling* e l'utilizzo di accumulo (termico, elettrico e a idrogeno).

Successivamente, con l'utilizzo di un modello chiamato EnergyPLAN combinato con algoritmi evolutivi a multi-obiettivo (Multi-Objective Evolutionary Algorithms - MOEA), sono state elaborate due possibili traiettorie: Low Carbon (LC), con una riduzione, in confronto al 1990, delle emissioni di CO₂ del 40% (al 2030) e 80% (al 2050), Low Carbon+ (LC+), con una riduzione incrementata al 50% e 90% rispettivamente. I due scenari sono stati inquadrati nella strategia nazionale, quantificati dal punto di vista tecnico economico e ne è stata evidenziata la raggiungibilità.

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% / 21% al 2030 che si porta al 37% / 40% al 2050. Nel mix di fornitura energetica del territorio trentino si assiste ad un forte aumento delle fonti rinnovabili a scapito delle fonti fossili. Tra le fonti fossili, nella fase di transizione del 2030, seppur considerate le estensioni alla rete di distribuzione, il consumo di gas rimane stabile in LC e in calo in LC+ (-22%) mentre, nel successivo periodo 2030-2050, subisce un forte calo. I prodotti petroliferi (gasolio da riscaldamento, diesel e benzina per mobilità) sono previsti in forte calo già al 2030 (35% / 41% / 43% in LC / LC+), ancor più al 2050 (88% / 93% in LC/LC+). Le motivazioni di questo forte calo sono la perdita 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 riguarda il calore ambientale, grazie alle pompe di calore, seguito dal solare. Rimangono invece stabili l'idrico e la biomassa, ed assistiamo all'introduzione dell'idrogeno mentre 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% e in LC+ l'86%.

Il Piano prenderà in considerazione i risultati dello scenario LC++ che potenzia l'LC+ nel settore della mobilità, nello specifico nel capitolo 6. Infatti questo scenario prevede un'ulteriore riduzione associata a misure che vanno nell'ottica della riduzione dei km percorsi e della sostituzione con mezzi elettrici, nel caso di spostamenti considerabili come inevitabili.

3. Scenario di riqualificazione energetica degli edifici residenziali in Trentino

L'analisi parte dalla ricognizione degli interventi effettuati sul patrimonio trentino al 31.12.2017 e dalla ricostruzione del fabbisogno complessivo degli edifici esistenti sul territorio provinciale, per simulare la penetrazione di azioni di riqualificazione (isolamento involucro, sostituzione impianto di condizionamento invernale, sostituzione dei serramenti) sul 70% degli edifici residenziali.

Più in dettaglio, partendo dalla ricognizione dei consumi, lo scenario analizza gli interventi attuabili sul patrimonio edilizio in materia di efficientamento energetico, evidenziando l'impatto di una riqualificazione energetica sugli edifici residenziali.

I potenziali di efficientamento globali per l'edilizia residenziale sono stati calcolati ipotizzando dapprima singoli interventi quali l'isolazione dell'involucro opa-

co, la sostituzione dell'impianto di generazione e dei serramenti, per poi analizzare una combinazione degli stessi, e più precisamente isolamento involucro+sostituzione caldaia e isolamento involucro+sostituzione caldaia+serramenti, ipotizzando di intervenire sul totale delle abitazioni che non abbiano già subito un intervento simile dal 1990 al 2017. Inoltre, ottimizzando le prestazioni di risparmio energetico ottenibili in funzione dell'investimento possibile, la risultante

curva marginale di intensità d'investimento identifica come prioritarie la sostituzione dell'impianto di condizionamento invernale e gli interventi sull'involucro opaco. Azioni sull'involucro trasparente sono, in termini di costi-benefici, al terzo posto. Queste evidenze suggeriscono quindi di investire nei miglioramenti della trasmittanza delle pareti, tetti e solai controterra in ragione di un ciclico adeguamento degli apparati tecnologici volti al condizionamento.

4. Scenario di penetrazione delle pompe di calore per il riscaldamento e la produzione acqua calda sanitaria

Il capitolo quantifica la possibile riduzione dei consumi del settore dell'edilizia residenziale nel caso di sostituzione dell'impianto di condizionamento invernale con pompa di calore e la variazione dei parametri di efficienza dell'impianto in base all'altitudine e al sistema di distribuzione del riscaldamento in ragione della vetustà dell'edificio. Inoltre si valuta l'accoppiamento con impianti fotovoltaici, sistemi di accumulo domestico e tecnologie evolute di gestione dei flussi energetici.

La metodologia è stata testata applicandola a cinque differenti comuni del territorio provinciale, e ciò ha permesso la quantificazione dei reali vantaggi. Ne risulta una riduzione dei consumi modesta per edifici costruiti tra il 1976 ed il 2005 mentre il margine aumenta nel caso di costruzioni successive al 2005. Solo a fronte di interventi di riqualificazione energetica profonda che coinvolgano il sistema di distribuzione, l'installazione di pompe di calore risulta quindi efficace.

5. Programma di gestione ed efficientamento del patrimonio della Provincia autonoma di Trento

Lo scenario prevede per il patrimonio della Provincia autonoma di Trento e delle sue società di sistema interventi di efficientamento energetico, razionalizzazione dei consumi, utilizzo di energia rinnovabile in sostituzione di impianti a gasolio e gpl, nonché l'in-

stallazione di impianti fotovoltaici sulle coperture non utilizzate per incrementare la produzione. Questi interventi porteranno ad un risparmio energetico superiore al 35%.

6. Scenario di riduzione delle emissioni del comparto industriale trentino

L'approfondimento presenta uno scenario "PAT obiettivo" costituito da interventi di efficientamento energetico sulle linee produttive nel 50% del settore, tenendo conto delle specificità provinciali, un incremento dell'utilizzo delle fonti rinnovabili grazie all'installazione di pannelli fotovoltaici e sistemi di accumulo nei principali centri industriali provinciali e l'uso di sistemi di gestione e di monitoraggio, cosiddetti *data driven* ovvero ba-

sati sui dati. Il capitolo presenta inoltre delle stime sul potenziale volume di investimento ed i tempi di ritorno semplice di ciascuna tecnologia proposta. Complessivamente gli interventi delineati prevedono una riduzione dei consumi di energia primaria di 64.128 TEP, pari al 22,6% dei consumi industriali, corrispondente a una contrazione delle emissioni del 21,6%.

7. Scenario di riduzione dei consumi del settore dei trasporti: la mobilità sostenibile

L'individuazione dello scenario al 2030 per il settore dei trasporti considera in modo specifico tre traiettorie: LC, LC+ ed LC++. Tutte le traiettorie prevedono l'efficientamento dei mezzi di trasporto e la transizione a mezzi non a combustione interna, tuttavia l'azione non è sufficiente a garantire il conseguimento dell'obiettivo più impegnativo. La traiettoria Low Carbon++ prevede quindi in prima istanza una riduzione dei km percorsi negli spostamenti casa-lavoro ed un incremento della mobilità sostenibile con maggiore utilizzo di biciclette ed e-bike; in seconda battuta, per gli spostamenti considerati inevitabili, l'incremento dell'utilizzo del trasporto pubblico locale, l'ampliamento della quota di mobilità privata con motori elettrici e la sperimentazione della mobilità basata su mezzi pesanti e *captive fleets* (flotte vincolate a percorsi ed utilizzi predefiniti) ad idrogeno.

In termini di scenario previsionale di tipo quantitativo è stato possibile stimare l'apporto complessivo di

diminuzione delle emissioni (circa 1,5 punti percentuali), degli effetti ambientali derivanti dalla (i) riduzione degli spostamenti dei lavoratori, grazie al ricorso strutturale allo smart working al 50% per quei settori produttivi che possono essere considerati telelavorabili, (ii) dall'aumento degli spostamenti con mezzi non a combustione interna, a piedi, con la bicicletta muscolare e con la bicicletta elettrica, fino ad un modal split (ripartizione modale) al 10%. Questa riduzione va a sommarsi a quella per effetto dell'aumento della mobilità elettrica ed infine della sperimentazione ad idrogeno.

Inoltre, in riferimento agli ambiti non quantificati numericamente, grazie ad analisi comparative, si ritiene che questi possano incidere per almeno il restante 3,5% di riduzione delle emissioni. Ulteriori approfondimenti, di competenza dei settori specificamente coinvolti, sono previsti nel periodo di valenza di questo PEAP 2021-2030.

8. Valorizzazione energetica della biomassa legnosa trentina

L'analisi considera la disponibilità di biomassa legnosa al 2017, aggiornata al 2020 anche a seguito del Piano d'Azione Post Vaia e delle previsioni per il prossimo triennio, dell'utilizzo degli impianti di teleriscaldamento esistenti e delle proiezioni di settore, nonché degli obiettivi di qualità dell'aria. Questo scenario ipotizza pressoché costante la produzione totale di energia rinnovabile da biomassa locale in termini complessivi sull'intera provincia, in ragione delle, invece, ragionevoli variazioni che possano intercorrere nell'ambito ritiene mutevole la distribuzione di questa

produzione da parte dei grandi impianti di teleriscaldamento, degli impianti centralizzati di potenza nominale elevata e di quelli di produzione domestica. Lo scenario, infatti, prevede come prioritario un incremento dell'utilizzo di materiale locale da bosco finalizzato alla valorizzazione energetica in impianti centralizzati e di potenza superiore ai 500 kW siti in aree non metanizzate, all'ottimizzazione dell'uso del materiale nelle aree metanizzate e di prossima metanizzazione, e la sostituzione degli impianti domestici.

9. Scenario di valorizzazione energetica del potenziale di biogas

Il capitolo analizza il potenziale teorico di produzione di biogas da reflui, fanghi e sottoprodotti dell'industria agro-alimentare volto sia all'immissione nella rete gas di metano attraverso piattaforme tecnologiche di raffinazione sia per lo sfruttamento in impianti di piccola

taglia su scala locale. Ciò rappresenta un punto di partenza indispensabile per identificare i distretti più interessanti e, al contrario, quelli che non potrebbero generare quantitativi sufficienti di matrici valorizzabili attraverso processi anaerobici.



10. Scenari di produzione di energia idroelettrica

Il capitolo analizza la maggior fonte provinciale di produzione di energia rinnovabile: il settore idroelettrico. Vista la predominanza sia in termini di potenza amministrativa concessa sia in termini di immissione in rete di energia degli impianti di grande derivazione idroelettrica, si è ritenuto prioritario focalizzare l'elaborazione di questo scenario sugli impianti che fanno riferimento alle concessioni da riassegnare entro il 2023 (17 delle 20 concessioni di grande derivazione d'acqua a scopo idroelettrico), secondo la disciplina prevista dalla Legge provinciale 6 marzo 1998, n. 4 come modificata dalla L.P. del 21 ottobre 2020, n. 9. L'analisi considera la proiezione della produzione idroelettrica tra il 2021 ed il 2030 in considerazione dei vincoli ambientali, tra i quali si considerano sia quelli dettati dai mutamenti climatici sia di qualità e quantità della matrice acqua, e dei vincoli impiantistici e amministrativi, legati alle gare per il rinnovo di parte delle grandi concessioni idroelettriche.

Nello specifico, non sono previsti nel decennio di interesse investimenti sulle grandi derivazioni idroelet-

triche tali da comportare un aumento della produttività e dell'efficienza degli impianti. Sono stati inoltre valutati i possibili effetti dei cambiamenti climatici concludendo che al 2030 non vi saranno significative riduzioni sul quantitativo annuale dei deflussi. Da ultimo sono state considerate le dinamiche legate agli usi prevalenti e usi concorrenti valutati ai fini della riassegnazione delle grandi derivazioni idroelettriche, usi questi che potrebbero influire al 2030 con una riduzione complessiva della disponibilità idrica a scopo idroelettrico stimabile fino al 2%.

Saranno inoltre oggetto di monitoraggio le misure derivanti dall'aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque, in fase di redazione, il cui impatto non è attualmente quantificabile. A seguito di queste considerazioni, si è concluso che per il decennio 2021-2030 è possibile considerare costante la quota parte di energia attribuibile all'idroelettrico, così come l'impatto in termini di riduzione delle emissioni climateranti dell'uso di energia elettrica rinnovabile.

11. Valutazioni preliminari sul potenziale impatto delle comunità di energia rinnovabile (comunità energetiche)

Lo scenario indaga l'autoproduzione di energia da fonti rinnovabili, specificatamente la produzione da pannelli fotovoltaici, ed autoconsumo della stessa in configurazioni di più edifici sottesi alla stessa cabina di trasformazione BT/MT (bassa e media tensione), in ottemperanza a quanto presente ad oggi nella legislazione nazionale, (l'art.42 bis43 del D.L. 30 dicembre 2019 n.162, il cosiddetto decreto Milleproroghe, come recepimento transitorio e sperimentale delle direttive europee, che si attendono nel 2021 e 2022). Da questa specifica analisi risulta come l'autoconsumo

di una frazione superiore al 50% dell'energia autoprodotta da fotovoltaico possa avvenire in insiemi di edifici, possibilmente con caratteristiche diverse, che condividono localmente l'energia elettrica e/o termica. L'autoconsumo può essere poi ulteriormente incrementato qualora ci sia la possibilità da un lato di adattare i carichi dovuti all'utenza alla disponibilità di energia da rinnovabili e dall'altro di realizzare sistemi di stoccaggio che sfruttino serbatoi di accumulo, la capacità termica degli edifici ed eventualmente batterie, comprese quelle delle auto elettriche.

12. Pianificazione estensione servizio distribuzione del gas naturale

L'estensione del servizio di distribuzione del metano è volto, da un lato, a garantire la sicurezza di approvvigionamento energetico, la calmierazione dei costi e il consolidamento della presenza di realtà produttive in quella parte del territorio trentino che è ancora sprovvisto di gas naturale. Dall'altra, l'estensione è finalizzata a eliminare l'uso di gasolio e gpl come combustibili. Il potenziale aumento degli allacciamenti alla rete di distribuzione del gas metano non esonera da un sempre più deciso impegno verso la diminuzione dei consumi energetici, in particolar modo termici per il riscaldamento.

Il capitolo analizza, quindi, quale sarà il mix di approvvigionamento energetico del Trentino verso la fine del decennio di competenza 2021-2030, mix che sarà modificato anche in maniera sostanziale, con l'ampliamento del servizio del gas metano.

Si è valutata la compatibilità dell'estensione della rete, e il conseguente potenziale ampliamento del numero di utenti, con gli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti al 2030 ed al 2050. Lo scenario previsionale si basa sulle seguenti ipotesi:

- la valorizzazione energetica della biomassa legnosa nelle aree dove sono già presenti centrali di teleriscaldamento, saturando la capacità produttiva delle centrali, eventualmente prevedendo interventi di revamping, e completando l'estensione delle reti di teleriscaldamento tramite ampliamenti;
- l'eliminazione, ove sarà disponibile il gas naturale, dei prodotti petroliferi per riscaldamento come gasolio e GPL;

- il congruo utilizzo di tecnologie di condizionamento invernale ed estivo, attraverso l'uso delle pompe di calore;
- la possibilità di produrre idrogeno da elettrolisi nel territorio trentino, integrarlo nella rete gas e soddisfare parte del fabbisogno di calore provinciale, come modalità alternativa alle pompe di calore, grazie alla diretta decarbonizzazione del metano;
- la potenziale integrazione del metano nella rete con idrogeno verde come ulteriore fonte di decarbonizzazione.

Lo scenario evidenzia che la miscelazione del gas naturale con una bassa percentuale in volume di idrogeno verde, tra il 5 ed il 10%, permette il raggiungimento degli obiettivi generali attuali di riduzione delle emissioni climalteranti al 2030 ed al 2050.

La valutazione della fattibilità di estensione del servizio alle realtà del Trentino occidentale dovrà necessariamente considerare ulteriori due aspetti rispetto a quanto sopra esposto, cioè lo sviluppo della rete del trasporto, per la quale tuttavia non risultano ancora essere stati approvati e validati i Piani di sviluppo decennali, e l'analisi delle condizioni di fattibilità tecnico-economica per l'estensione del servizio, tenuto conto delle regole dettate da ARERA. Lo scenario, visti i continui sviluppi nell'assetto regolatorio, si ferma all'analisi energetica, rimandando ai documenti di gara e ai dovuti approfondimenti, gli ulteriori apporti.



13. La dimensione energetica, l'ambiente costruito ed il paesaggio

La città, l'edificio, il territorio sono il cardine per il raggiungimento dell'obiettivo della riduzione dei consumi ma anche stimolo per nuove forme di produzione di energia, di applicazione di criteri di sostenibilità, di adattamento al cambiamento climatico e occasione per la riqualificazione del patrimonio edilizio anche

in termini sismici e architettonici oltre che prestazionali. Dalla scala territoriale a quella dell'edificio sono proposte azioni concrete sulla normativa e sugli strumenti di pianificazione per attuare in maniera efficace gli indirizzi proposti.



Scenari di decarbonizzazione al 2030

Sezione 2 | GLI SCENARI PREVISIONALI

Scenari dinamici-integrati-ottimizzati

Per approfondire vedasi l'Allegato Tecnico 3

1. Introduzione

Obiettivo di questo capitolo è la presentazione dello studio di elaborazione di scenari energetici complessivi dinamici-integrati ed ottimizzati per il 2030 e il 2050. Il traguardo temporale al 2050 risulta fondamentale in questo Piano 2021-2030 per individuare la corretta traiettoria che abiliterà il conseguimento di obiettivi di lungo corso e per questo è considerato qui alla stregua del 2030.

Questi scenari sono stati sviluppati mediante l'analisi modellistica con lo strumento EnergyPLAN integrato con algoritmi evolutivi a multi-obiettivo (Multi-Objective Evolutionary Algorithms - MOEA).

Rimandando all'Allegato Tecnico n.3 del Piano per la descrizione completa, riportiamo i dettagli sufficienti alla lettura dei risultati principali.

Come anticipato, l'analisi modellistica sfrutta in modo sinergico due strumenti. Il primo, EnergyPLAN, è un software per la modellazione a livello orario di uno specifico sistema energetico: dalla definizione dettagliata della struttura del sistema, della domanda energetica e delle possibilità di importazione ed esportazione di energia, e dei parametri economici dei vettori e componenti del sistema energetico, fornisce i bilan-

ci energetici e le produzioni annuali risultanti, il consumo di combustibile, l'importazione/esportazione di elettricità e i costi totali, compreso il reddito dallo scambio di elettricità nonché le emissioni risultanti. Il secondo strumento è costituito da un flessibile algoritmo per l'ottimizzazione multi-obiettivo. Nell'ambito della pianificazione energetica infatti il sistema energetico ottimale deve soddisfare obiettivi contrastanti: un esempio tipico è il compromesso fra basse emissioni e bassi costi di realizzazione ed utilizzo. Purtroppo questa caratteristica ci costringe a rinunciare alla possibilità di trovare un singolo sistema energetico ottimale: la soluzione più vicina al concetto di ottimo risulta essere il fronte di Pareto, un insieme di soluzioni dette ottime o non-domite in quanto non esiste alcuna altra possibilità che risulti migliore per tutti gli obiettivi considerati. La scelta di un singolo sistema obiettivo, all'interno delle possibilità offerte dal fronte di Pareto, è quindi appannaggio, ad esempio, del legislatore. Il calcolo del fronte di Pareto non è un problema semplice, soprattutto quando la 'funzione' da ottimizzare è un intero sistema energetico con molteplici variabili decisionali (tecnologie di generazione e storage energetico). La soluzione adottata mima il meccanismo dell'evoluzione naturale: la popolazione è costituita da tanti differenti sistemi energetici, il cui DNA, diciamo, è dato dalla loro descrizione dettagliata per EnergyPLAN (valore delle variabili decisionali), mentre la loro idoneità riproduttiva è data dai valori

che vogliamo ottimizzare (nel nostro caso emissioni e costo), calcolati da EnergyPLAN. Come in natura, è necessario generare nuovi DNA, nel nostro caso nuove descrizioni di sistemi energetici, facendo sopravvivere solo i migliori, quelli che si trovano sul fronte di Pareto. La generazione di nuovi DNA 'energetici' prevede la modifica dei valori delle variabili decisionali, quali ad esempio la capacità fotovoltaica disponibile, mentre altri valori quali il fabbisogno di energia termica/elettrica/trasporto sono, nel nostro caso, stabiliti in modo esogeno basandosi sugli obiettivi di scenario e sulle analisi tendenziali. L'elaborazione di tali scenari previsionali richiede una serie di dati di partenza consolidati e aggiornati rappresentanti la situazione iniziale presa in considerazione e caratterizzante l'assetto energetico del Trentino. Si è quindi preso avvio dalla costruzione della "Baseline PAT 2016", rappresentante la "fotografia" più aggiornata del sistema energetico trentino, sulla base dell'analisi dei flussi energetici costituenti il bilancio energetico provinciale 2014-2016.

Definita la Baseline 2016 e l'adeguato tool di analisi, l'elaborazione degli scenari di decarbonizzazione ha, in primis, definito gli obiettivi generali, in linea con quelli del Piano: allineamento agli obiettivi UE negli scenari denominati "Low Carbon, LC" (emissioni CO₂ -40% al 2030 e -80% al 2050), superamento degli obiettivi UE negli scenari denominati "Low Carbon plus, LC+" (emissioni CO₂ -50% al 2030 e -90% al 2050). In più si sono svolti approfondimenti, a seguito dell'innalzamento del target europeo, di efficacia delle misure per

garantire la riduzione del 55% al 2030 (scenario "Low Carbon plus plus, LC++"), nello specifico operando verticalmente sul settore dei trasporti. Questo troverà spazio nel capitolo dedicato alla mobilità sostenibile, e qui solo richiamato. Segue poi la consultazione delle fonti bibliografiche, che hanno permesso a questo studio di considerare numerosi andamenti 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 (approccio EnergyPLAN+MOEA). La presentazione dei risultati relativi agli scenari di decarbonizzazione è suddivisa in due parti. La Prima parte descrive le "indicazioni ottimizzate" emerse dall'applicazione del tool EnergyPLAN+MOEA. Per ogni obiettivo 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, gli scenari ottimizzati, che costituiscono il fronte di Pareto. Ogni punto sul fronte di Pareto permette di raggiungere un obiettivo di riduzione di un certo quantitativo di emissioni di CO₂ 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 non direttamente modellabili. In questa sezione viene opportunamente alterato il risultato dello scenario ottimale identificato dallo strumento EnergyPLAN+MOEA sulla base di condizioni al contorno e ipotesi operative. Questi ultimi sono confrontati con gli scenari di Riferimento (REF) per valutare la differenza tra una traiettoria che "congela" il mix

tecnologico della Baseline 2016 con le traiettorie che evolvono il mix tecnologico per raggiungere (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.

Osserviamo infine che lo scenario LC++ si configura come un potenziamento dell'LC+ nel settore della mobilità al cui capitolo specifico rimandiamo per la quantificazione di dettaglio.

2. Metodologia applicata allo sviluppo degli scenari

La metodologia utilizzata per lo sviluppo degli scenari segue uno schema già consolidato nel settore specifico. Qui di seguito si vogliono riassumere i passaggi concettuali principali delle elaborazioni eseguite:

- viene costruito lo scenario di base che costituisce il riferimento iniziale (Baseline PAT 2016);
- vengono caratterizzati i parametri richiesti dallo strumento EnergyPLAN per l'elaborazione della Baseline PAT 2016 e degli scenari futuri;
- per la valorizzazione dei parametri richiesti vengono considerate le analisi di tendenza di evoluzione tecnica (prestazioni), economica (costi) e

ambientale (impatti), oltre a quella demografica a tre date: 2016, 2030, 2050. In Figura 1 sono riportate alcune delle scelte effettuate. Inoltre, le caratteristiche tecniche, economiche e ambientali delle tecnologie e dei vettori energetici considerati sono riportate nelle appendici della relazione completa. L'analisi della produzione, della domanda e del mercato elettrico è stata approfondita fino alla scala oraria. In particolare, partendo dai dati annuali raccolti nella Baseline 2016, si è elaborata la profilazione oraria utilizzando le fonti dati e l'approccio metodologico indicati in Tabella 1;

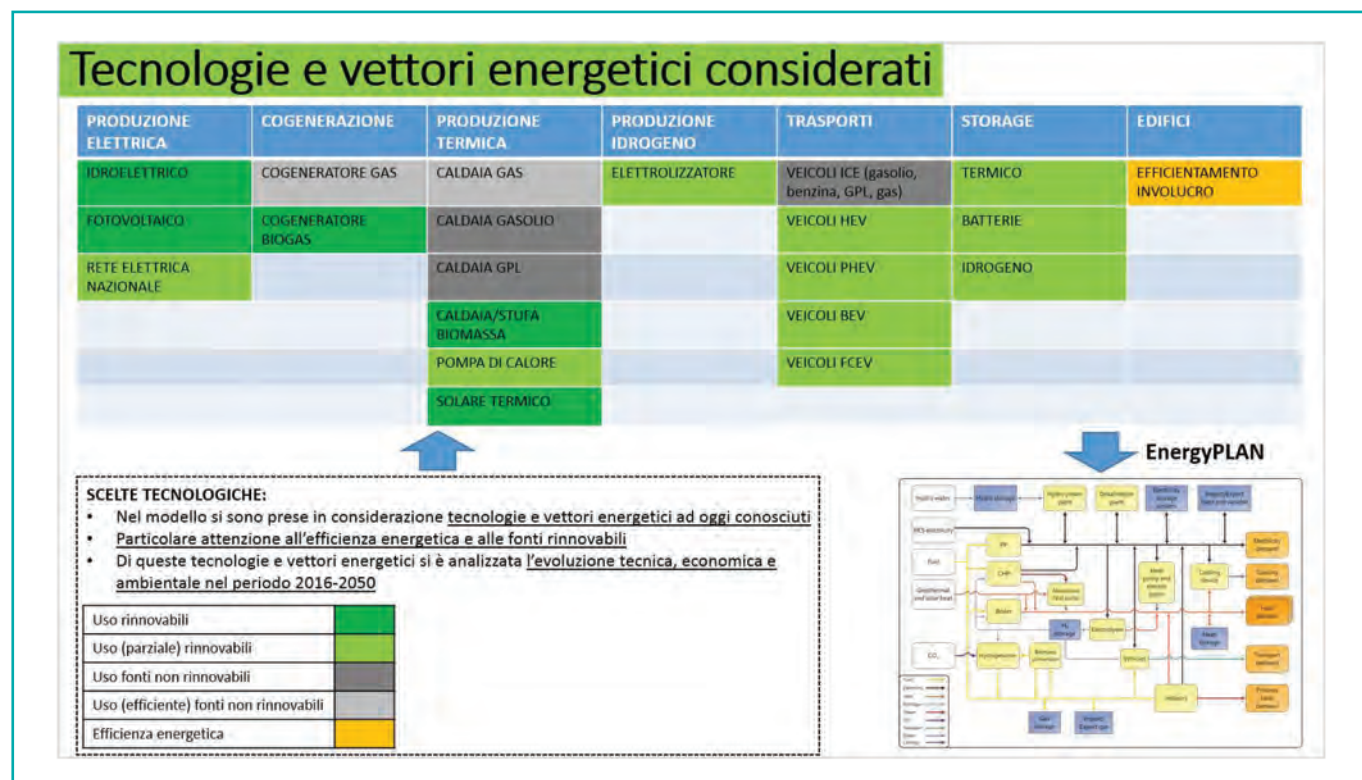


Figura 1

Elaborazione degli scenari dinamici-integrati-ottimizzati: tecnologie e vettori energetici considerati.

	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: <i>Riscaldamento</i> , <i>ACS</i> (23% risc.), <i>cottura</i> (10% risc.): solare termico, pompa di calore, Boiler/residenziale biomassa, Boiler/residenziale gas, Boiler/residenziale GPL, Boiler/residenziale gasolio; <i>processi industriali</i> : CHP/biogas, CHP/industriale gas, Boiler/industriale biomassa, Boiler/industriale gas. PROFILI ORARI: <i>Riscaldamento</i> : profilo gradi ora riscaldamento utilizzando dati orari temperatura da PVGIS - Trento TMY 2007-2016; <i>ACS</i> : UNI EN 15316-3-1:2007 (Tabella A.2); <i>cottura</i> : ipotesi FBK; <i>processi industriali</i> : costante.
Teleriscaldamento	SUDDIVISIONE CONSUMI: <i>Riscaldamento</i> , <i>ACS</i> (23% risc.), <i>cottura</i> (10% risc.): CHP/DH biomasse legnose, CHP/DH gas, Boiler/DH biomasse legnose, Boiler/DH gas, Boiler/DH gasolio. PROFILI ORARI: <i>Riscaldamento</i> : profilo gradi ora riscaldamento utilizzando dati orari temperatura da PVGIS - Trento TMY 2007-2016; <i>ACS</i> : UNI EN 15316-3-1:2007 (Tabella A.2); <i>cottura</i> : 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).

Tabella 1

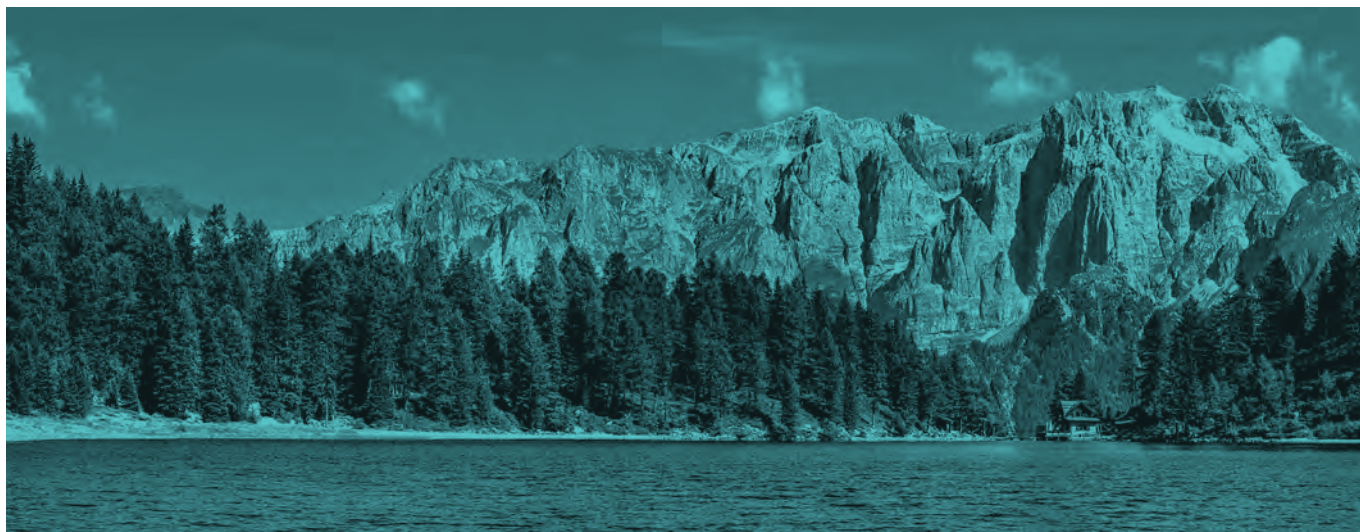
Elaborazione degli scenari dinamici-integrati-ottimizzati: profili orari, approccio metodologico.

- vengono definiti gli obiettivi da raggiungere negli scenari futuri: in questo passaggio si identificano quindi le traiettorie (LC e LC+), che includono gli obiettivi specifici di decarbonizzazione da raggiungere al 2030 e 2050 (40-50% e 80/90%);
 - vengono definite le proiezioni della domanda energetica locale, contestualizzando le proiezioni nazionali e sovranazionali al territorio trentino. A titolo esemplificativo:
 - 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).
- 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 la modellazione 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 la modellazione del settore trasporti;
- Scenari FEM (FEM 2019): per l'incremento del CHP biogas;
- Considerazioni del gruppo di lavoro PEAP (APRIE, UNITN, FBK, FEM, 2018-2019) per la modellazione del settore termico:
 - «Riscaldamento individuale»: (I) impegno politico attuale per dare priorità alla riduzione di caldaie a gasolio e GPL, dovuto a bassa efficienza ed elevati costi di fornitura, (II) estensione delle rete del gas metano 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, considerando gli effetti in termini di qualità dell'aria;
 - «Teleriscaldamento»: le caratteristiche del 2016 si ipotizzano costanti.
- vengono definite le variabili decisionali e loro limiti per l'analisi dello strumento EnergyPLAN+MOEA;
- viene utilizzato lo strumento EnergyPLAN+MOEA per identificare gli scenari ottimizzati: il fronte di Pareto;
- 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;
- sullo scenario identificato viene applicata una ulteriore elaborazione sui dati per allineare i risultati con una serie di elementi tra cui:
 - scelta del consumatore: questo elemento prende in considerazione elementi di favore legati a scelte specifiche dell'utenza nel territorio;
 - vincoli legislativi: prendono in considerazione 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;
 - Prospettive tecnologiche: trend che forniscono una guida di supporto all'identificazione di valori congrui per gli scenari
- Vengono presentati gli scenari finali 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.

3. Il sistema energetico trentino e la Baseline PAT 2016

In analogia con quanto descritto nel Bilancio energetico provinciale per gli anni 2014, 2015 e 2016, qui viene scelto come punto di partenza dell'esplorazione modellistica l'anno 2016, rappresentato nel diagramma dei flussi energetici di Figura 2.



¹ Rispetto al 2016, nel 2030 +34/+50%, nel 2050 +56/+85%, i principali settori di aumento: settore zootecnico, depurazione delle acque.

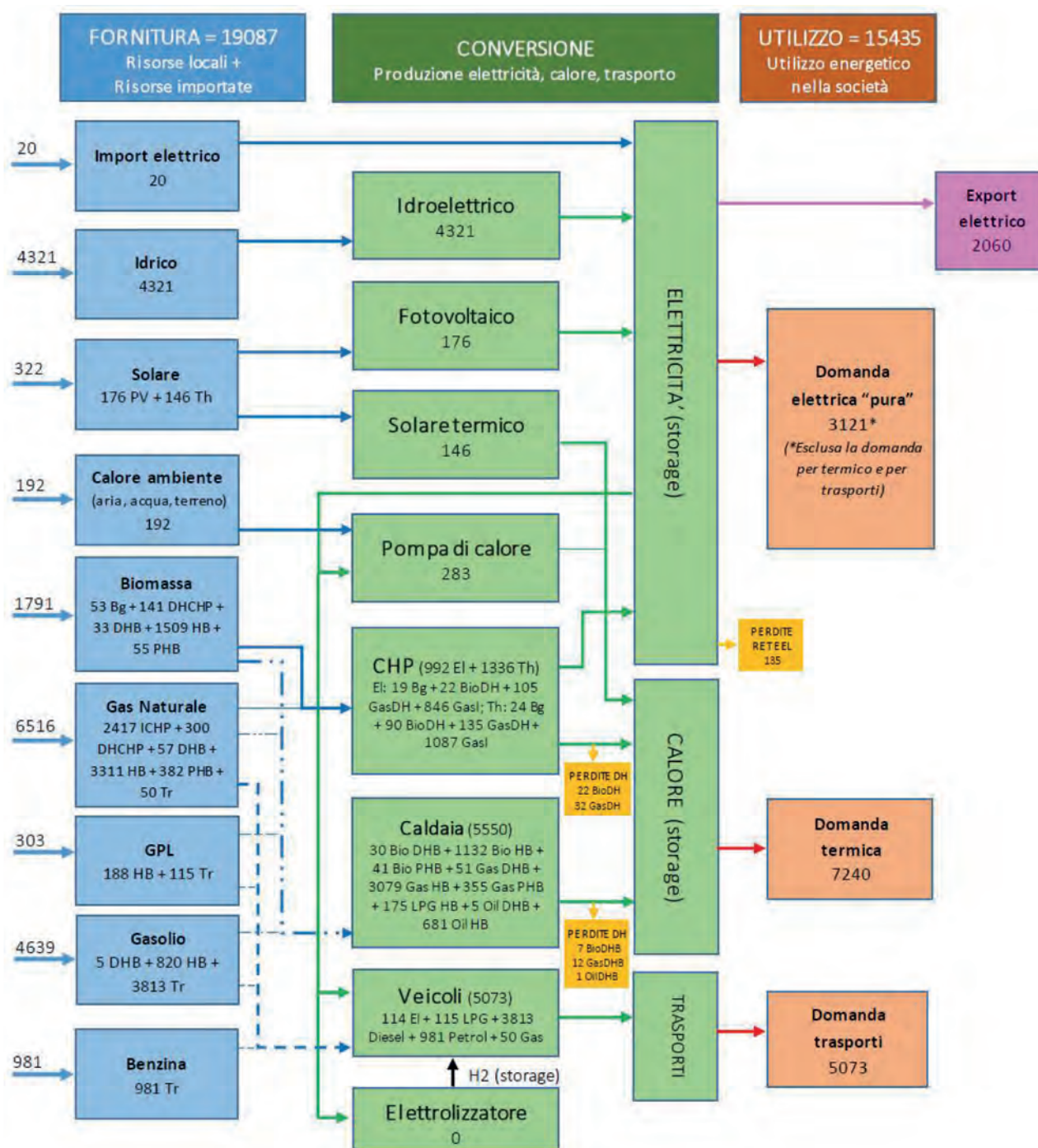


Figura 2
Baseline PAT 2016: diagramma dei flussi energetici (GWh).

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 previsionali proposti per questo Piano. 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 raggiungere (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.

4.1 / Soluzioni ottimizzate: EnergyPLAN+MOEA

Combinando 14 tecnologie a valore variabile, 4 tecnologie a valore collegato e 6 tecnologie a valore fisso, 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 sviluppate 100 generazioni per raggiungere la convergenza (Figura 2) e sono state valutate 15000 diverse combinazioni di cui 150 rappresentano le soluzioni non dominate del fronte di Pareto.

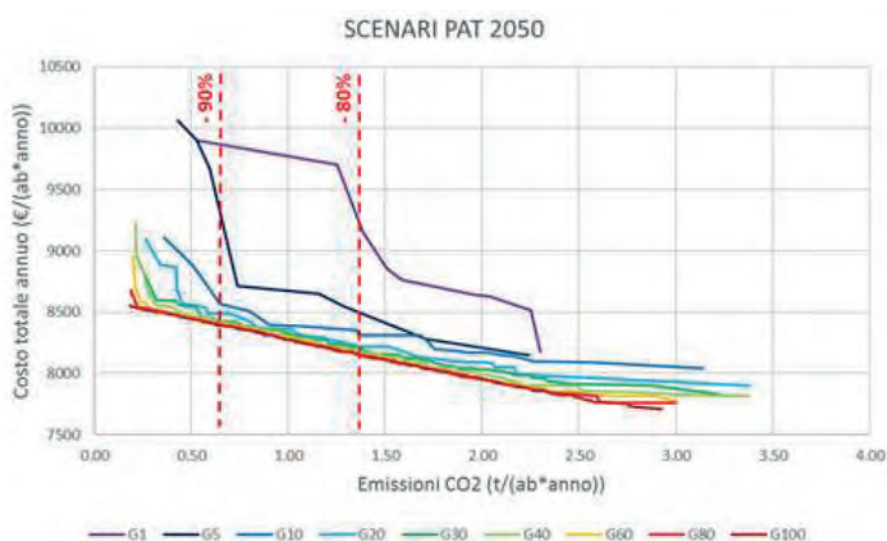


Figura 3

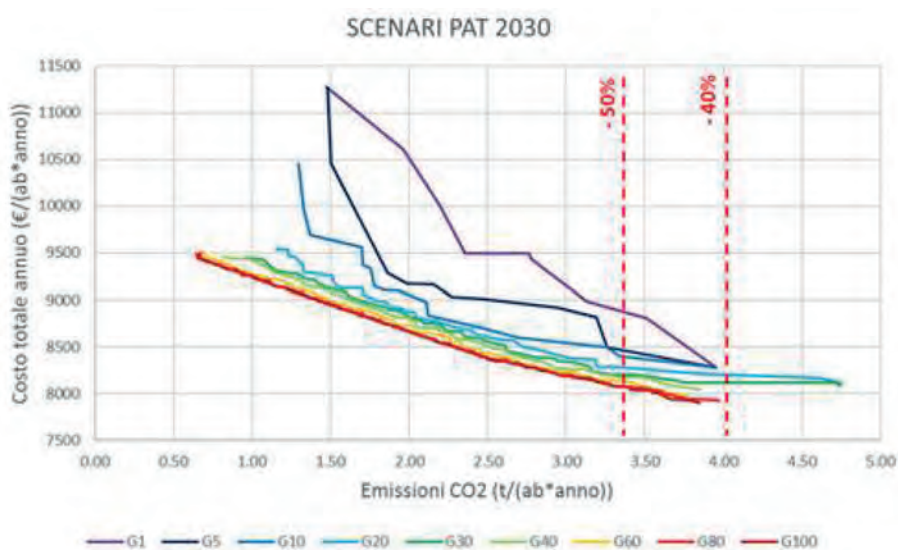


Figura 4

Le osservazioni principali dall'analisi EnergyPLAN+MOEA, rappresentanti le indicazioni ottimizzate, sono le seguenti:

- **SOLUZIONI DEL FRONTE DI PARETO:** ogni punto sul fronte di Pareto rappresenta uno scenario che permette di raggiungere un obiettivo di CO₂ al minor costo possibile mediante una combinazione ottimale di tecnologie;
- **EMISSIONI CO₂ vs COSTO TOTALE ANNUO:** al 2030 gli scenari del fronte di Pareto mostrano una riduzione delle emissioni di CO₂ tra il 43 e il 90%, rispetto al 1990, e un aumento del costo totale annuo tra il +0/+20%, rispetto al 2016; al 2050 la riduzione delle emissioni di CO₂ tra 57 e 97% è accoppiata con una variazione del costo totale annuo tra il -3/+8%;
- **FABBISOGNO DI CALORE INDIVIDUALE:** le soluzioni del modello favoriscono l'utilizzo di caldaie a biomassa a tutti i valori di CO₂, buona la penetrazione per caldaie a condensazione a gas metano e solare termico solo ad alti valori di CO₂, incrementale per le pompe di calore al diminuire dei valori di CO₂;
- **COGENERAZIONE INDIVIDUALE:** a tutti i valori di CO₂, il modello mostra buona predilezione per il biogas CHP (anche se nei valori limitati del suo potenziale), bassa per il gas CHP;
- **SETTORE TRASPORTI:** buona attrattività per i veicoli convenzionali (ICEV) solo ad alti valori di CO₂, buona per i BEV (veicoli elettrici a batteria) solo a bassi valori di CO₂, bassa per i FCEV (veicoli elettrici a celle di combustibile) a tutti i valori di CO₂;
- **ELETTRIFICAZIONE E SECTOR COUPLING:** a bassi valori di CO₂ l'elettricità diventa il vettore energetico favorito, 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, interventi nel settore termico paiono più efficaci di quelli nel settore trasporti;
- **PRODUZIONE ELETTRICA:** a tutti i valori di CO₂, massima attrattività per la produzione idroelettrica, bassa per il PV;
- **STORAGE ELETTRICO:** l'uso di accumulo elettrico (batterie) caratterizza 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 minimizzerebbe la domanda di import elettrico per raggiungere elevate riduzioni di CO₂;
- **FER LOCALI:** a tutti i valori di CO₂ predilezione per l'ampio utilizzo di idroelettrico locale e biomassa locale, a cui si aggiunge a bassi valori di CO₂ l'ampio utilizzo di calore ambientale tramite installazione di pompe di calore; l'attrattività del solare locale è limitata all'utilizzo termico e fino a valori del 20% del totale domanda termica individuale.

4.2 / Scenari PEAP: consumi energetici, FER ed emissioni di CO₂

Gli scenari ottimizzati, provenienti dall'analisi EnergyPLAN+MOEA, e le indicazioni che da essi possono essere dedotte, possono essere combinati, in ambiente EnergyPLAN, con la considerazione delle principali prospettive tecnologiche e con una stima dell'impatto di altri fattori socio-economici, per ottenere scenari previsionali di piano fattivamente perseguibili. 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 (LC / LC+). Nel mix di fornitura energetica del territorio trentino si assiste ad un forte aumento delle fonti rinnovabili a scapito delle fonti fossili. Tra le fonti fossili, nella fase di transizione del 2030, seppur considerate le estensioni alla rete di distribuzione, il gas rimane stabile in LC e in calo in LC+ (-22%) mentre, nel successivo periodo 2030-2050, subisce un forte calo (-53% / -80% in LC e LC+). 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 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 riguarda il calore ambientale, grazie alle pompe di calore, seguito dal solare. Rimangono invece stabili l'idrico e la biomassa, ed assistiamo all'introduzione

² 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.

³ 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.

dell'idrogeno mentre 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 nazio-

nale 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% e in LC+ l'86%.

	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 CO₂								
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

Tabella 2

Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: scenari PEAP consumi energetici, FER ed emissionin di CO₂.

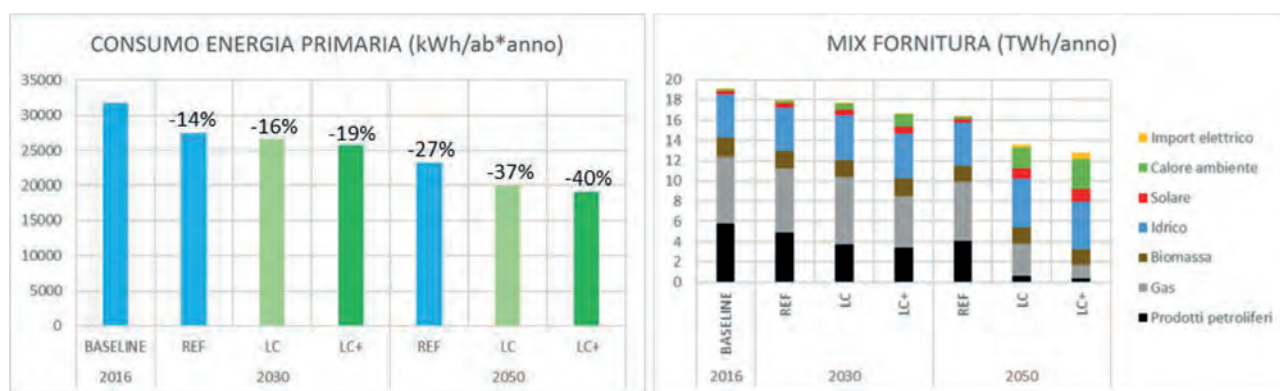


Figura 5

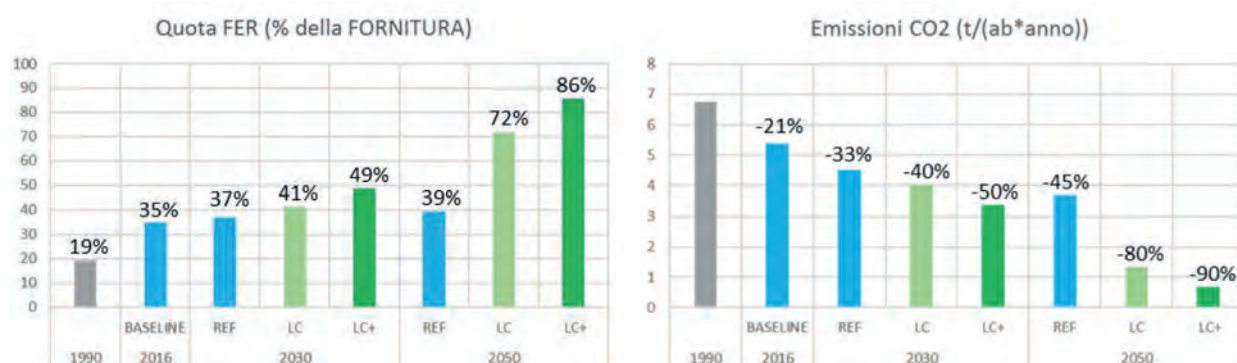


Figure 3, 4, 5 e 6

Elaborazione degli scenari dinamici-integrati-ottimizzati: consumi energetici, FER ed emissioni di CO₂ negli scenari di piano.

Qui si menziona solo che, lo scenario LC++ è trattato nel capitolo inerente la mobilità sostenibile e prevede un'ulteriore riduzione delle emissioni climateranti associata a misure che vanno nell'ottica della riduzione dei km percorsi grazie a soluzioni di smart working, della ciclopedità e dell'incremento del trasporto pubblico locale, oltre alla sostituzione con mezzi elettrici, nel caso di spostamenti considerabili come inevitabili.

Osserviamo quindi che lo scenario LC++ si configura come un potenziamento dell'LC+, grazie ad ulteriore impegno nel settore della mobilità.

4.3 / Scenari PEAP: analisi economica

La fattibilità economica e gli impatti sull'economia trentina derivanti dalla transizione tecnologica identificata negli scenari LC e LC+ sono stati dettagliatamente analizzati tramite il software EnergyPLAN: i risultati sono illustrati in Tabella 3 e in Figura 5.

Una prima osservazione è che l'evoluzione degli scenari REF, LC e LC+ presenta costi totali annui fra loro 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 lo scostamento dalla Baseline 2016 aumenta leggermente fino al +5% in REF, al +11% in LC e al +14% in LC+.

Nonostante questo aumento dei costi totali annui, scorporando le voci di costo (costo vettori energetici, costo operativo e costo d'investimento) emerge un fatto importante: 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), come effetto diretto dei minori consumi.

Infine, dall'analisi dei costi di investimento emerge un differenziale annuo degli scenari LC e LC+ confrontati con il REF rispettivamente di 97 e 174 Milioni di € nel 2016-2030, e di 425 e 574 Milioni di € 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.

	1990	2016	2030			2050		
		BASILINE	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

Tabella 3

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

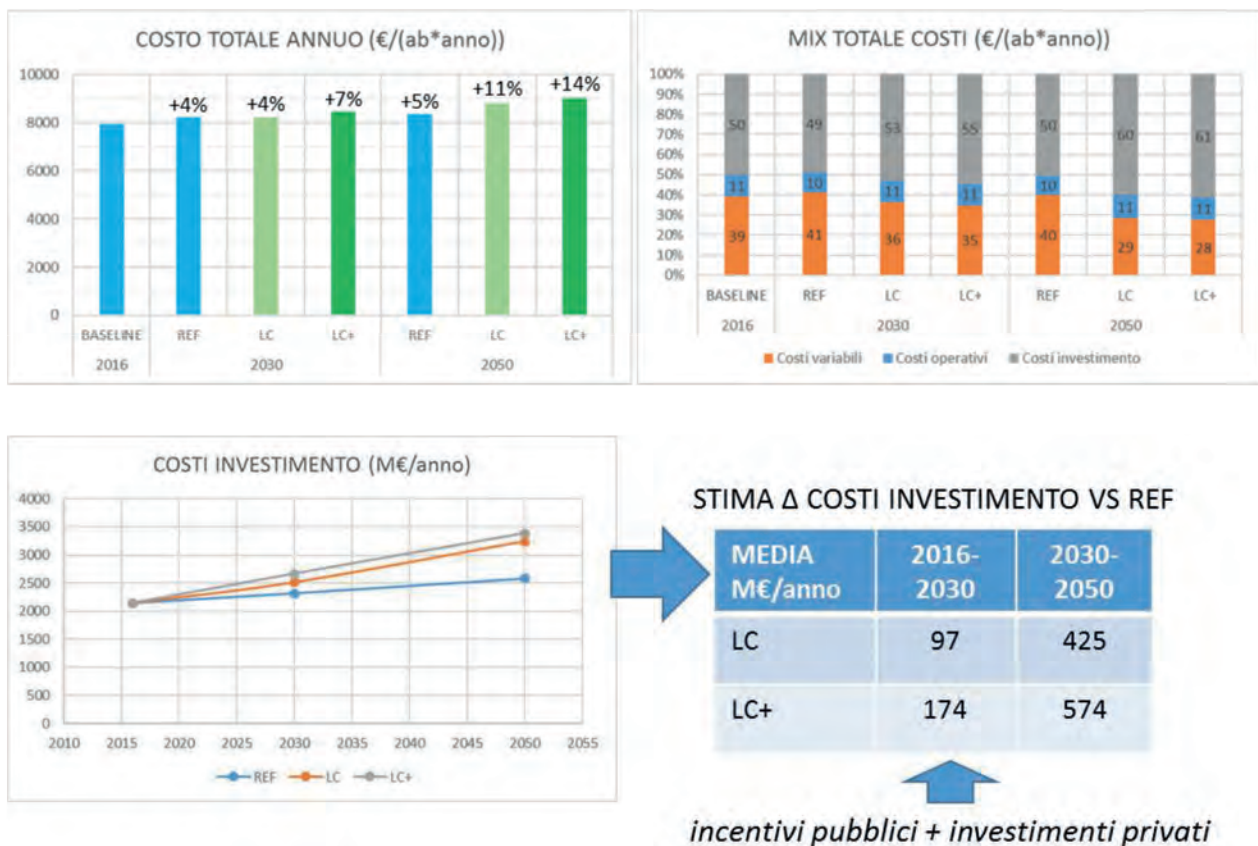


Figura 7

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

5. Conclusioni

Questo capitolo riassume lo studio di scenari previsionali volti alla decarbonizzazione a scala provinciale adottando una visione integrata del sistema energetico e un approccio dinamico nell'equilibrio tra produzione e consumo. Inoltre, lo studio combina il software EnergyPLAN, per sviluppare scenari integrati e dinamici, con algoritmi evolutivi a multi-obiettivo (MOEA), per identificare soluzioni ottimali sia in termini di emissioni di CO₂ che di costi totali annui rispondendo alle esigenze della progettazione di scenari energetici, intrinsecamente un problema di ottimizzazione multi-obiettivo.

L'innovativa metodologia proposta permette l'analisi dei futuri scenari energetici in un quadro che considera i profili orari, l'integrazione intelligente dei diversi settori energetici (elettrico, termico, trasporti) e le opzioni di accumulo, l'integrazione dell'ottimizzazione

multi-obiettivo e l'analisi dei percorsi di transizione. Gli scenari proposti non solo soddisfano gli obiettivi futuri in termini di emissioni di CO₂, efficienza energetica e utilizzo delle FER, ma identificano anche i costi correlati al loro raggiungimento. Un'analisi tecnico-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 CO₂.

Nel complesso, i risultati di questo studio identificano politiche "su misura" per il territorio trentino, atte a guidare il territorio verso una profonda decarbonizzazione, in maniera moderata (LC) o rapida (LC+), oppure a velocità ancor più sostenuta (LC++), lungo percorsi ottimizzati, dal punto di vista tecnico, economico e sociale.



Scenari di decarbonizzazione al 2030

Sezione 2 | GLI SCENARI PREVISIONALI

Scenario di riqualificazione energetica degli edifici residenziali in Trentino

Per approfondire vedasi gli Allegati Tecnici 4 e 5

1. Introduzione

L'analisi del bilancio energetico della Provincia autonoma di Trento riportato nella Parte 1 evidenzia l'impatto significativo degli usi di energia termica associati al riscaldamento residenziale. La disponibilità di informazioni sul patrimonio residenziale permette di effettuare una dettagliata analisi quantitativa della situazione attuale e di formulare realistiche traiettorie di efficientamento corredate da una preliminare valutazione economica.

La metodologia è basata sulla nozione di edificio tipo, utilizzato per rappresentare in modo sintetico un insieme di edifici di pari vetustà e tipologia edilizia assumendo che le due caratteristiche ne identifichino le prestazioni energetiche (si vedano i lavori di RSE *"Analisi tecnico-economica di interventi di riqualificazione energetica"* A. Capozza et al., *"Studio sulla riqualificazione energetica di edifici residenziali"*, F. Madonna et al.). Caratterizzando l'intero patrimonio edilizio residenziale provinciale in funzione di un ristretto numero di edifici tipo è possibile, in base alle informazioni di dettaglio del bilancio energetico, verificare la correttezza dell'assunzione di base e stimare, introducendo alcuni fattori correttivi, l'economicità dei principali interventi di efficientamento energetico

utilizzando la letteratura sopra richiamata. Sfruttando la conoscenza del possibile risparmio energetico ottenibile per unità monetaria è quindi possibile, da ultimo, ordinare in modo ottimale l'intero insieme di interventi avendo, per ogni possibile entità economica complessiva di un piano di efficientamento, il parco edilizio da considerare e l'elenco degli interventi da attuare. Rimandando agli Allegati Tecnici n. 4 e 5 del piano per la descrizione completa, riportiamo i dettagli sufficienti alla lettura dei risultati principali. Complessivamente sono stati considerati 24 edifici tipo, derivanti dalla suddivisione in 4 tipologie, in funzione del numero di unità abitative (u.a.) costituenti, e in 6 classi di vetustà, in funzione dell'anno di costruzione:

- tipologie di edificio:
 - MF: monofamiliari
 - VS: case a schiera e piccoli condomini fino a 8 unità immobiliari
 - MC: medi condomini da 9 a 20 unità immobiliari
 - GC: grandi condomini sopra le 21 unità immobiliari
- classi di vetustà:
 - V1: prima del 1919
 - V2: 1919-1945
 - V3: 1946-1960
 - V4: 1961-1980
 - V5: 1981-1990
 - V6: 1991 - 2005
 - V7: dopo il 2005

Sfruttando la conoscenza degli interventi di riqualificazione energetica già effettuati è possibile rappresentare l'intero patrimonio edilizio potenzialmente da ristrutturare tramite i corrispondenti edifici tipo.

Ciò è dettagliatamente analizzato, con un dettaglio a singolo comune, ed esposto in uno studio elaborato propedeuticamente a questo capitolo "Ricostruzione quantitativa delle riqualificazioni energetiche effettuate sugli edifici residenziali in Trentino dal 1990 al 2017", dedicato alle riqualificazioni energetiche già effettuate in Trentino dal 1990 e incluso negli Allegati Tecnici.

Si riporta in tabella il numero di abitazioni oggetto di intervento di riqualificazione energetica tra il 1990 e il 2017 desumibili dal report citato per tipologia di intervento in Trentino, sul totale delle abitazioni pari a 137.070:

Tipologia di intervento	Numero abitazioni oggetto di intervento dal 1990 al 2017
Isolazione involucro	36.379
Impianto termoidraulico	58.726
Infissi	42.254

Taellab 1

numero edifici oggetto di intervento suddivisi per tipologia di intervento

Ai fini della determinazione del potenziale di riqualificazione energetica, si assume che tutte le abitazioni effettuino l'intervento considerato, tranne quelle che ne abbiano già subito uno simile dal 1990 al 2017.

Per interventi combinati, il numero di edifici sui quali è possibile intervenire è stato assunto pari al valore minimo delle categorie di intervento oggetto di analisi.

Applicando l'opportuno fattore correttivo derivante dai gradi giorno reali agli edifici di ciascun comune è possibile stimare il potenziale associato alla riqualificazione energetica, considerando tre tipologie di intervento – coibentazione involucro opaco, sostituzione serramenti, installazione caldaia a condensazione – e le relative combinazioni. Inoltre è possibile calcolare l'investimento richiesto, il costo globale¹ dell'edificio sottoposto a riqualificazione, il tempo di ritorno dell'investimento, il costo globale con incentivi (detrazioni) fiscali² e il tempo di ritorno con incentivi.

Per le tre tipologie di intervento di riqualificazione energetica individuate e quantificate (coibentazione involucro opaco, sostituzione serramenti, sostituzione generatore di calore), si assume una riduzione del consumo di energia primaria pari a 40%, 10% e 10% rispettivamente.

Per una caratterizzazione più operativa dell'efficacia economica degli interventi, oltre ai costi globali e ai tempi di ritorno ripresi dalla letteratura citata, si calcola la curva marginale di intensità d'investimento: per il 70% delle abitazioni trentine potenzialmente soggette a riqualificazione vengono considerati separatamente i possibili interventi di riqualificazione e ciascuno di essi è caratterizzato dalla cosiddetta intensità di investimento [kWh/€]. Questo parametro misura quanta energia si può risparmiare a fronte di un investimento unitario in un dato intervento. Ecco quindi che, ordinando l'intensità d'investimento di tutti gli interventi, è possibile definire una priorità negli investimenti che permette l'utilizzo ottimale degli investimenti disponibili, quali essi siano.

¹ È somma del costo dell'investimento iniziale, costi di gestione e costi energetici, espresso come valore attuale netto.

² Si specifica che, essendo tale studio stato ultimato ad aprile 2019, non tiene conto dell'incentivo del cosiddetto *Super Bonus* 110%, previsto nella legge n.77 del 17 luglio 2020 di conversione del Decreto Rilancio n. 34 del 19 maggio 2020.

2. Situazione al 2016 e verifica con bilancio PEAP

Per verificare i risultati ottenuti grazie alla metodologia utilizzata e disponibile nel Rapporto completo, possiamo confrontare il calcolo dei consumi per l'anno 2016 con i dati ottenuti per la base di rilevamento 2016 del PEAP 2020-2030. Questo controllo è per natura sommario, ma permette di fornire un'indicazione almeno sull'ordine di grandezza dei risultati ottenuti:

Consumo per riscaldamento:

377 ktep (residenti + non residenti), di cui:

- 290 ktep (solo residenti).
- 87 ktep (solo non residenti).

Si può quindi confrontare il valore di riferimento del PEAP 2020-2030, 320,8 ktep, con quello derivato dall'analisi di questo lavoro, 377 ktep, rilevando una differenza del 15% circa.

3. Potenziale totale di risparmio energetico

Utilizzando i dati metrici del catasto edilizio e degli interventi di riqualificazione aggiornati a inizio 2018, e i gradi giorno medi 2014-2015-2016, possiamo calcolare la base di rilevamento per la stima del potenziale totale di riqualificazione.

Successivamente, si riportano i risultati dell'analisi tecnico-economica per ogni intervento. Si ricordi che, essendo un potenziale totale, si considera che

tutte le abitazioni effettuino l'intervento, tranne quelle che lo hanno già effettuato tra il 1990 e il 2017.

3.1 / Situazione attuale

Consumo per riscaldamento:

365 ktep (residenti + non residenti), di cui:

- 280 ktep (solo residenti).
- 85 ktep (solo non residenti).



Figura 1

Consumo per riscaldamento in Trentino suddiviso per tipologia di edificio [ktep]

3.2 / Intervento: coibentazione involucro opaco

“L'intervento prevede la realizzazione di un cappotto esterno, l'isolamento dell'ultimo solaio all'estradosso nel caso sia presente un sottotetto non riscaldato o in alternativa l'isolamento del tetto dall'interno e l'isolamento del primo solaio all'intradosso nel caso di edifici su pilotis o che presentano un piano interrato o seminterrato non riscaldato. Gli spessori di isolante applicati sono tali da rispettare le condizioni di tra-

smittanza termica per accedere alle detrazioni fiscali”.

Dettagli:

Tipologia pannelli: pannelli in polistirene espanso estruso (XPS) con conduttanza 0,034 W/mK.

Spessore: “Per raggiungere i limiti di trasmittanza previsti per legge non sono necessari spessori di isolante particolarmente difficili da trovare sul mercato e mettere in opera. Per accedere agli incentivi fiscali del 65% o del Conto energia termico le trasmittanze limite sono più restrittive e prevedono, considerando la tipica struttura a cassa vuota in zona climatica E,

spessori che vanno dai 12 cm ai 18 cm in funzione del materiale isolante utilizzato”.

Consumo per riscaldamento:

151 ktep (residenti + non residenti), di cui:

- 120 ktep (solo residenti).
- 31 ktep (solo non residenti).

Investimento per effettuare l'intervento:	3.233 M€ (solo residenti)
Costo globale dell'intervento	5.076 M€ (solo residenti)
Costo globale con incentivi dell'intervento	3.372 M€ (solo residenti)
Risparmio rispetto al riferimento (365 ktep)	- 59%
N. abitazioni soggette all'intervento	100.691 (73%)

Consumo per riscaldamento [ktep] - post "coibentazione involucro opaco"

totale Trentino, per tipologia di edificio

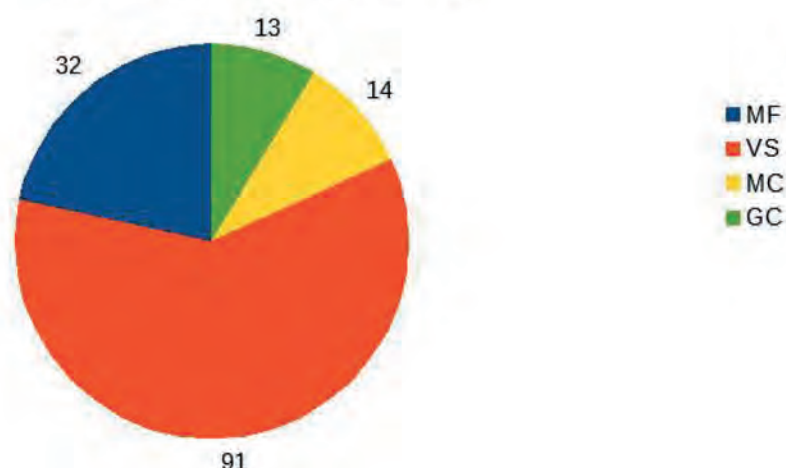


Figura 2

Consumo per riscaldamento in Trentino post coibentazione involucro opaco come illustrato al paragrafo 3.2 [ktep]

3.3 / Intervento: sostituzione serramenti

“I serramenti scelti sono tali da rispettare le condizioni di trasmittanza termica per accedere alle detrazioni fiscali”.

Consumo per riscaldamento:

347 ktep (residenti + non residenti), di cui:

- 267 ktep (solo residenti).
- 80 ktep (solo non residenti).

Investimento per effettuare l'intervento:	1,236 M€ (solo residenti)
Costo globale dell'intervento	5.996 M€ (solo residenti)
Costo globale con incentivi dell'intervento	5,343 M€ (solo residenti)
Risparmio rispetto al riferimento (365 ktep)	- 5%
N. abitazioni soggette all'intervento	94,816 (69%)

Consumo per riscaldamento [ktep] - post "sostituzione serramenti"

totale Trentino, per tipologia di edificio

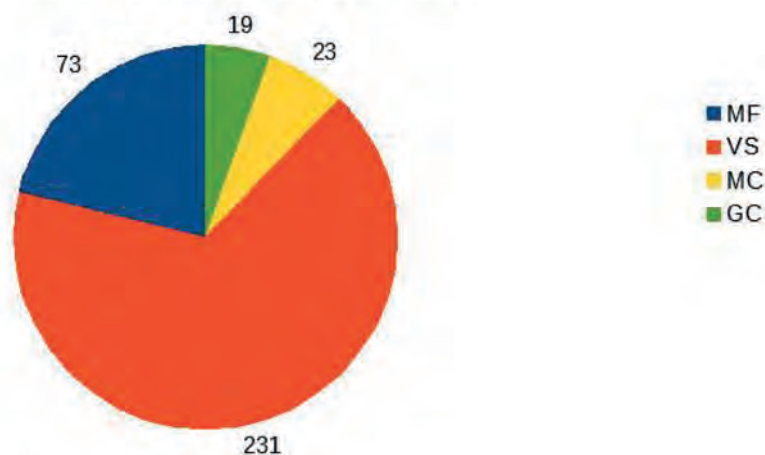


Figura 3

Consumo per riscaldamento in Trentino post sostituzione serramenti come illustrato al paragrafo 3.3 [ktep]

3.4 / Intervento: installazione caldaia a condensazione

“Installazione di caldaia a condensazione (4 stelle) e valvole termostatiche per ogni corpo scaldante. È previsto anche l’adeguamento o rifacimento della canna fumaria”.

Consumo per riscaldamento:

308 ktep (residenti + non residenti), di cui:

- 238 ktep (solo residenti).
- 70 ktep (solo non residenti)

Investimento per effettuare l'intervento:	410 M€ (solo residenti)
Costo globale dell'intervento	3,787 M€ (solo residenti)
Costo globale con incentivi dell'intervento	3,5693 M€ (solo residenti)
Risparmio rispetto al riferimento (365 ktep)	- 16%
N. abitazioni soggette all'intervento	78,344 (57%)



Consumo per riscaldamento [ktep] - post "inst. caldaia a condensazione"

totale Trentino, per tipologia di edificio

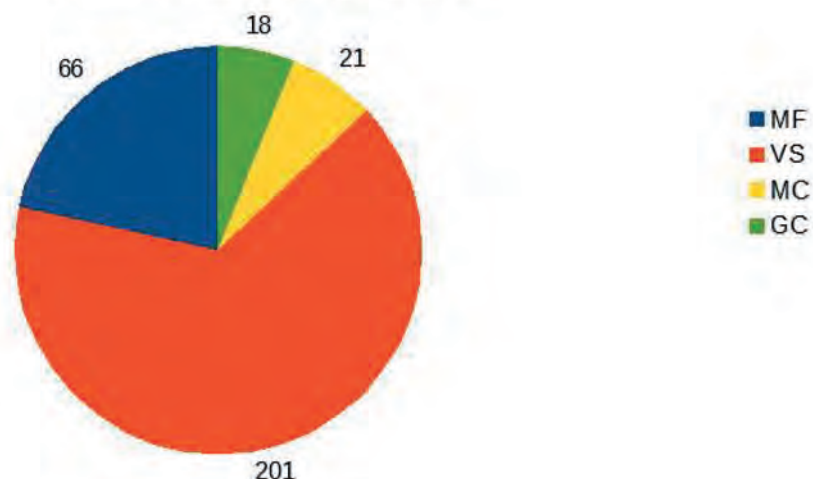


Figura 4

Consumo per riscaldamento in Trentino post installazione caldaia a condensazione come illustrato al paragrafo 3.4 [ktep]

3.5 / Intervento: Coibentazione involucro opaco e sostituzione serramenti

Consumo per riscaldamento:

140 ktep (residenti + non residenti), di cui:

- 113 ktep (solo residenti).
- 27 ktep (solo non residenti)

Investimento per effettuare l'intervento:	4,294 M€ (solo residenti)
Costo globale dell'intervento	5.870 M€ (solo residenti)
Costo globale con incentivi dell'intervento	3,629 M€ (solo residenti)
Risparmio rispetto al riferimento (365 ktep)	- 62%
N. abitazioni soggette all'intervento	94,816 (69%)



Consumo per riscaldamento [ktep] - post "coibentazione + serramenti"

totale Trentino, per tipologia di edificio

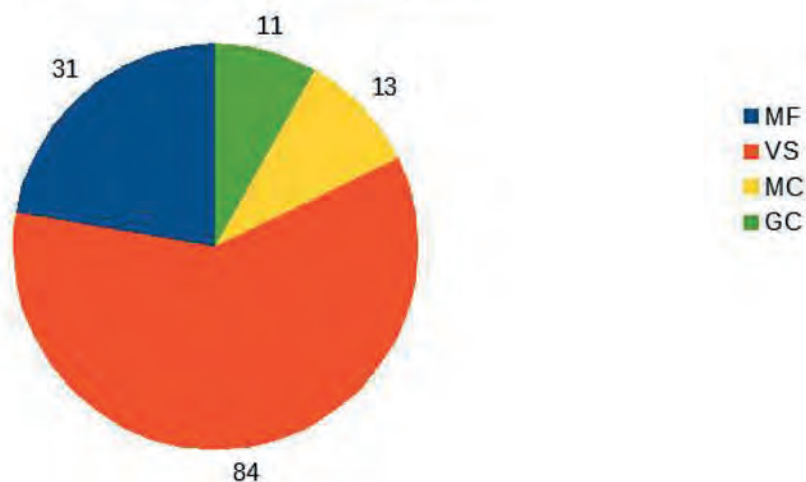


Figura 5

Consumo per riscaldamento in Trentino post coibentazione involucro opaco + sostituzione serramenti come illustrato al paragrafo 3.5 [ktep]

3.6 / Intervento: Coibentazione involucro opaco, sostituzione serramenti e installazione caldaia a condensazione

Consumo per riscaldamento:

171 ktep (residenti + non residenti), di cui:

- 132 ktep (solo residenti).
- 39 ktep (solo non residenti)

Investimento per effettuare l'intervento:	4,067 M€ (solo residenti)
Costo globale dell'intervento	5.317 M€ (solo residenti)
Costo globale con incentivi dell'intervento	3,172 M€ (solo residenti)
Risparmio rispetto al riferimento (365 ktep)	- 53%
N. abitazioni soggette all'intervento	78,344 (57%)

Consumo per riscaldamento [ktep] - post "coibent. + serram. + caldaia"

totale Trentino, per tipologia di edificio

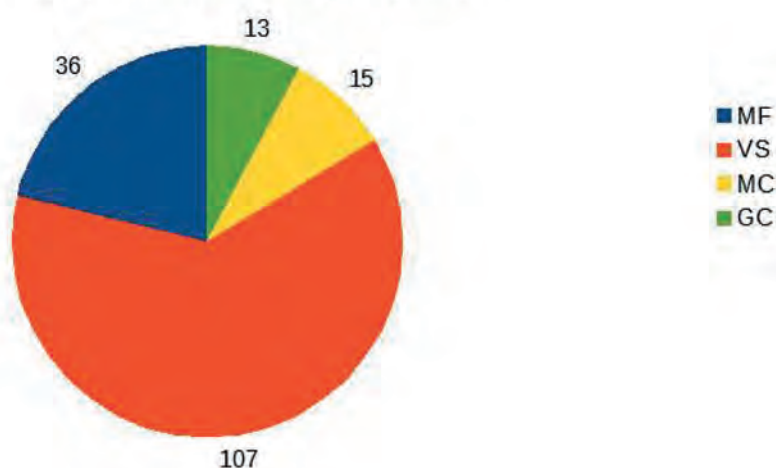
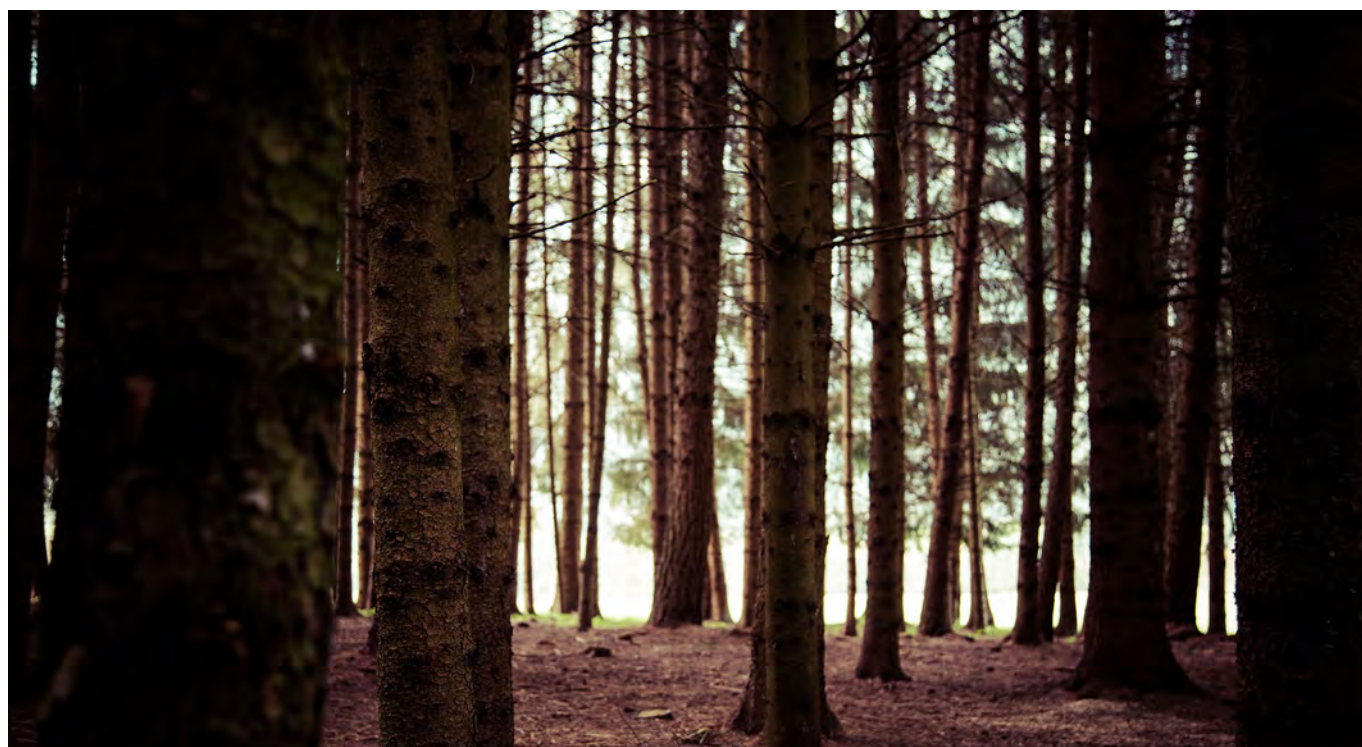


Figura 6

Consumo per riscaldamento in Trentino post coibentazione involucro opaco + sostituzione serramenti+ installazione caldaia a condensazione come illustrato al paragrafo 3.6 [ktep]

Come si può notare la percentuale di risparmio rispetto al riferimento di 365 ktep (-53%) è minore rispetto all'ipotesi di intervento combinato di coibentazione involucro opaco e sostituzione serramenti (-69%). Ciò è dovuto al fatto che si considera di intervenire su un numero minore di edifici. Infatti tale numero è determinato dalle abitazioni che non hanno effettuato la stessa tipologia di interventi dal 1990 al 2017.

Nel caso di intervento combinato di involucro+serramenti+caldaia vanno dunque escluse tutte le abitazioni che hanno effettuato almeno uno di questi tre interventi negli ultimi 30 anni, mentre nel caso di intervento combinato di involucro+serramenti si escludono le abitazioni che hanno effettuato almeno uno di questi due interventi.



4. Curva marginale di intensità d'investimento

Ordinando l'intensità d'investimento [kWh/€] di tutti gli interventi, mantenendo la massima disaggregazione, è possibile definire una priorità negli investimenti. In particolare, consideriamo ora solo gli interventi singoli (coibentazione involucro opaco, sostituzione serramenti, installazione caldaia a condensazione) ef-

fettuati su abitazioni occupate da residenti, suddivisi per comune, tipologia di edificio e classe di vetustà. Rappresentando ognuno di questi casi d'intervento come un punto, si ottengono le curve di intensità d'investimento riportate nel grafico seguente (una per tipo di intervento).

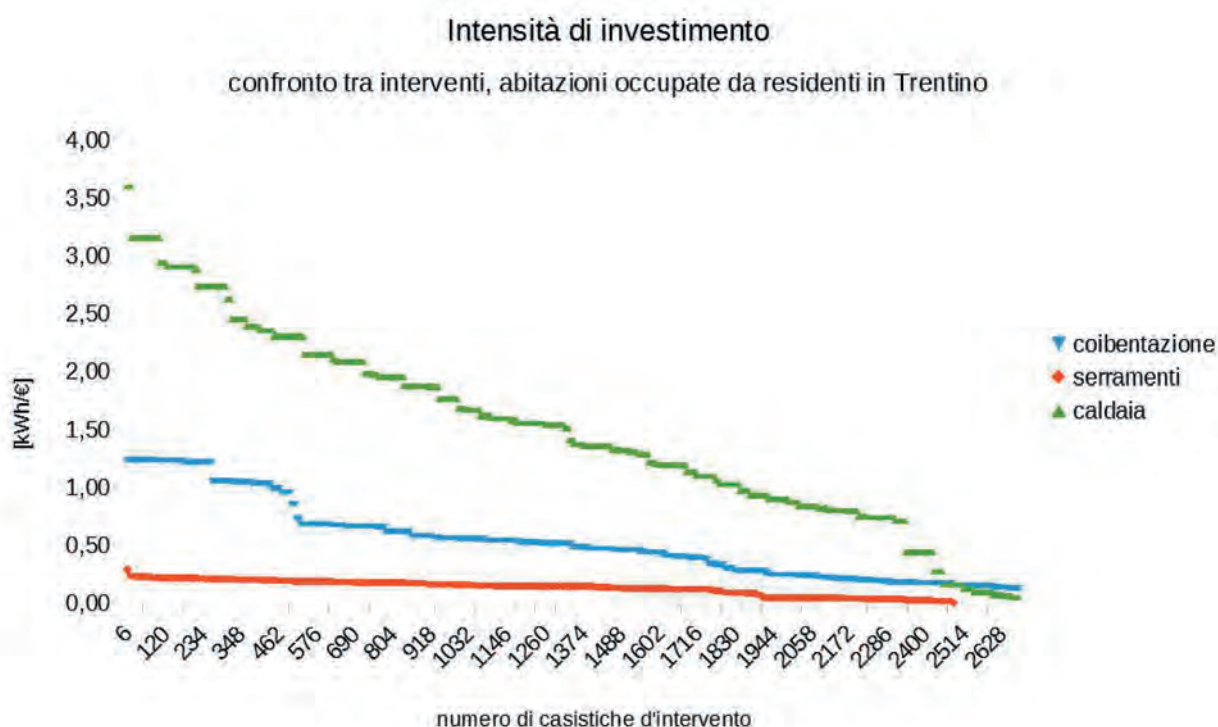


Figura 7

Curva di intensità d'investimento

Mantenendo la priorità appena definita per i casi di intervento, possiamo calcolare l'investimento totale cumulativo e il conseguente risparmio energetico totale cumulativo. Ricordando che finora gli interventi sono ipotizzati sulla totalità delle abitazioni idonee, si introduce il parametro *penetrazione dell'intervento*, che misura la quota di abitazioni che effettivamente intraprendono l'intervento tra quelle identificate come idonee. Assumendo, a titolo di esempio, una penetrazione degli interventi del 70%, si ottiene la *curva di risparmio energetico per investimento* riportata nel grafico seguente³.

Tuttavia, coprendo l'intero spettro degli interventi possibili su tutto il patrimonio immobiliare Trentino, pur con la riduzione nella penetrazione degli interventi, si raggiungono livelli d'investimento non realizzabili. Può quindi risultare utile focalizzare l'intervallo di investimento cumulativo compreso tra zero e un miliardo di euro, riportato nella pagina successiva. L'analisi della curva permette di fare utili osservazioni a livello generale. Supponiamo, ad esempio, di poter accedere ad investimenti per un totale di 300 M€ e una penetrazione degli interventi assunta pari al 70%.

³ Come in precedenza, si considerano solo gli interventi singoli (coibentazione involucro opaco, sostituzione serramenti, installazione caldaia a condensazione) effettuati su abitazioni occupate da residenti, suddivisi per comune, tipologia di edificio e classe di vetustà.

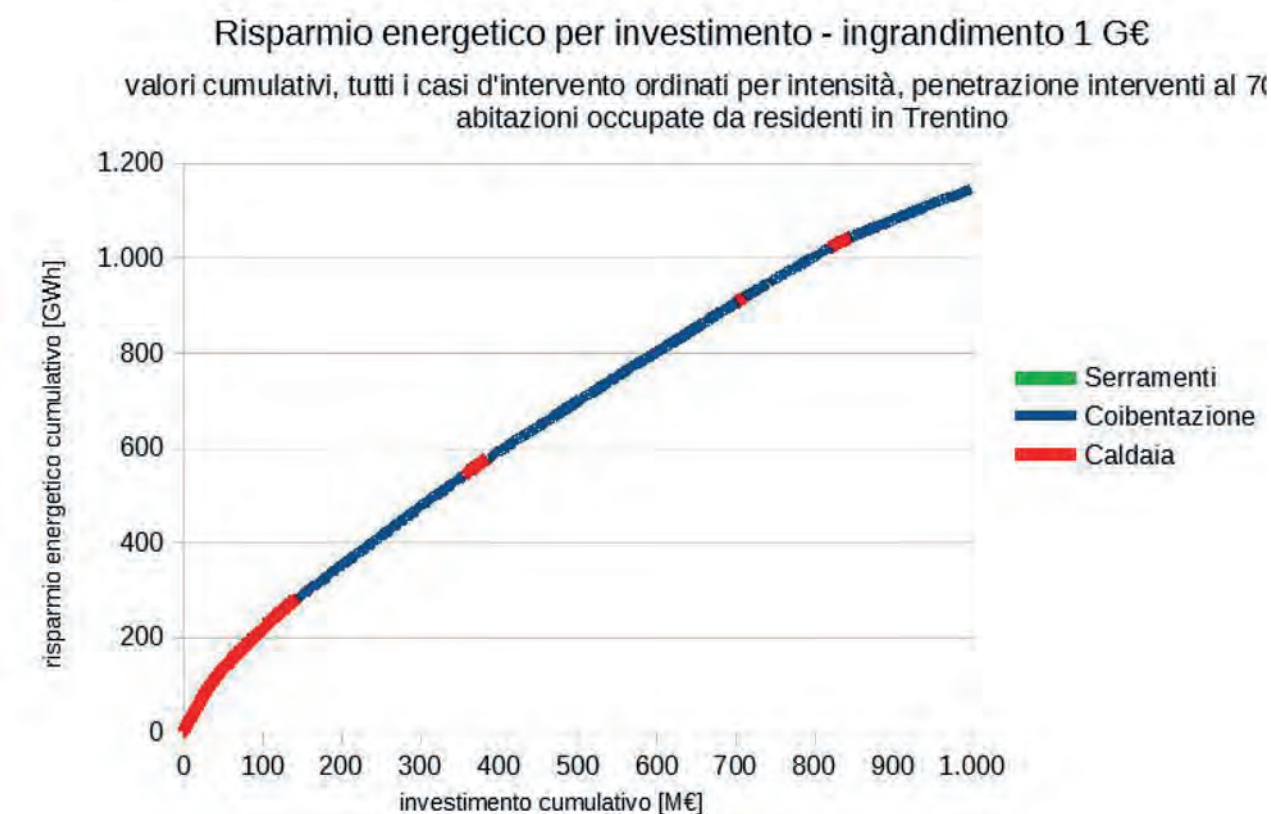


Figura 8
Risparmio energetico cumulativo per investimento

In questo caso, l'investimento totale andrebbe ripartito come illustrato nella tabella seguente che mostra

anche il risparmio energetico conseguente ad ogni intervento.

	investimento [M€]	risparmio energetico [GWh]
Coibentazione	155.26	192.02
Caldaia	144.51	281.16
Serramenti	0.00	0.00
Totale	299.78	473.18

Tabella 2
ripartizione investimento, risparmi per intervento

Come si vede, per questo importo massimo, la priorità d'intervento calcolata non assegna risorse alla sostituzione dei serramenti e considera in modo quasi paritario "cappotto" e impianto. Una analisi di dettaglio mostra poi che gli stessi risultano efficaci solo per alcune tipologie di edifici (fino ad 8 appartamenti) e solo relativamente ad alcuni periodi di costruzione

(edifici costruiti prima del 1919 e tra il 1961 ed il 1980).

Riguardo la ripartizione degli interventi per classe di vetustà e per tipologia di edificio, nel caso di installazione di una caldaia a condensazione essi si distribuiscono come illustrato nelle due figure seguenti.

Investimento per classe di vetustà [M€]

installazione caldaia a condensazione

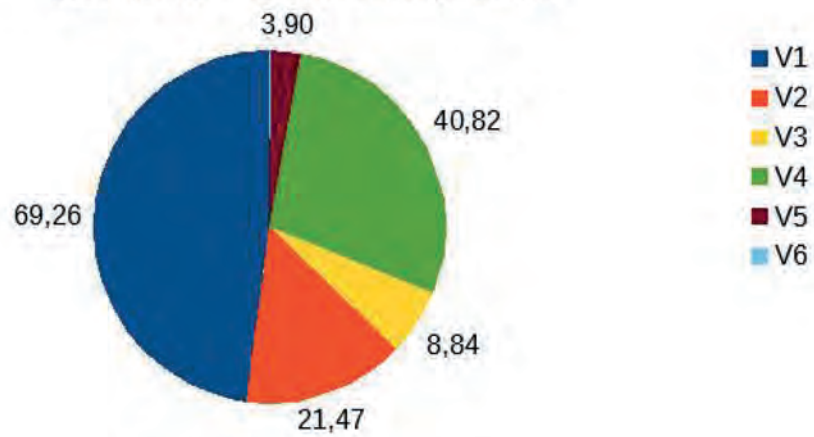


Figura 9

investimento installazione caldaia a condensazione per classe di vetustà [M€]

Investimento per tipologia di edificio [M€]

installazione caldaia a condensazione

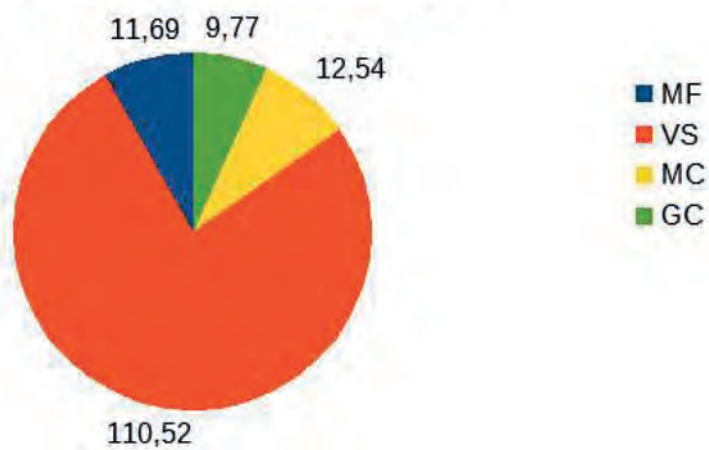


Figura 10

investimento installazione caldaia a condensazione per tipologia di edificio [M€]

La coibentazione dell'involucro opaco risulta invece focalizzata sulla tipologia di edificio "VS", con una di-

stribuzione per classe di vetustà come da immagine seguente.

Investimento per classe di vetustà [M€]



Figura 11

investimento coibentazione involucro opaco per classe di vetustà [M€]

5. Conclusioni

In questo capitolo, partendo dalla baseline dei consumi, sono stati analizzati quelli che potrebbero essere gli interventi attuabili sul patrimonio edilizio in materia di efficientamento energetico. Grazie alla penetrazione di tre tipologie di intervento – coibentazione involucro opaco, sostituzione serramenti, installazione caldaia a condensazione – e le relative combinazioni, in quella che si definisce tecnicamente come riqualificazione energetica profonda (anche nota come *deep energy retrofit*) - si è valutato il potenziale totale associato alla riqualificazione energetica.

I potenziali di efficientamento globali, espressi in percentuale rispetto al valore di riferimento di 365 ktep per i diversi interventi e loro combinazioni e calcolati sul totale delle abitazioni che non ne abbiano già subito uno simile dal 1990 al 2017, sono i seguenti:

- solo involucro opaco: - 59%
- solo serramenti: - 5%
- solo caldaia: -16%
- involucro e serramenti: -62%
- involucro serramenti caldaia: -53%

Successivamente sono stati individuati gli interventi più efficaci, secondo una metodologia cost-optimal, al fine di individuare le migliori strategie per indirizzare efficacemente gli investimenti in materia di efficientamento energetico. Ordinando gli investimenti più convenienti suddivisi per classi di vetustà degli edifici e per dimensione degli stessi è stato possibile realizzare una curva investimento/risparmio energetico, la cosiddetta “curva marginale di intensità d’investimento”, che ha permesso di analizzare diversi livelli di intervento, individuando nella sostituzione delle caldaie e nell’isolamento termico per l’involucro per particolari classi di edifici le due azioni chiave.

TRAIETTORIA EVOLUTIVA DELL'ATTESTATO DI PRESTAZIONE ENERGETICA SITUAZIONE ATTUALE

Inquadramento normativo

A livello nazionale, il decreto legislativo 19 agosto 2005 n. 192 (successivamente modificato dal D.Lgs. 29 dicembre 2006 n. 311) in attuazione alla Direttiva europea 2002/91/CE stabilisce i criteri, le condizioni e le modalità per migliorare le prestazioni energetiche degli edifici e attuare così un contenimento dei consumi energetici.

Il decreto interministeriale 26 giugno 2015 (Decreto requisiti minimi) recepisce la Direttiva sulla prestazione energetica degli edifici (2010/31/UE), e fissa nuovi metodi di calcolo e nuovi requisiti minimi da rispettare nei diversi tipi di intervento. In relazione a questi ultimi, si introduce il concetto di ristrutturazione importante di primo e di secondo livello e di riqualificazione energetica, con requisiti globali o sui singoli interventi edilizi a seconda della tipologia, e si definiscono gli interventi assimilabili a nuova costruzione. La novità più importante è l'introduzione del concetto di edificio di riferimento, che viene utilizzato come confronto con le caratteristiche dell'edificio reale al fine di attribuire la classe energetica all'immobile.

In ambito provinciale, la legge urbanistica n. 1/2008 e le Disposizioni regolamentari in materia di edilizia sostenibile in attuazione del titolo IV della legge provinciale 4 marzo 2008 n.1 sono il quadro normativo di riferimento per il Trentino.

Con tale Regolamento, e sue successive modifiche, è stata regolamentata, in tutta analogia con il Decreto Requisiti minimi nazionale, la procedura per la certificazione energetica, sono stati individuati i casi per cui l'attestato di prestazione energetica è obbligatorio e la classe minima necessaria: trasferimento a titolo oneroso, locazione, nuova costruzione e interventi assimilabili (demoricostruzione e ampliamenti di volume superiori al 15% con costituzione di nuove unità immobiliari), ristrutturazioni importanti di primo livello, e la classe energetica minima obbligatoria.

Rispetto alla normativa nazionale, il Trentino ha scelto di mantenere una scala di classificazione energetica "ad intervalli fissi", nella quale, cioè, l'intervallo di ogni singola classe energetica viene individuato da un valore limite superiore ed un valore limite inferiore predefinito dell'indice di fabbisogno energetico. Per fare ciò il calcolo dell'indice di prestazione EP_{classe} adottato per l'attribuzione della classe energetica è standardizzato:

in funzione delle condizioni climatiche del comune di Trento (2567 gradi giorno, zona climatica E, altitudine 194 m s.l.m.)

in funzione di servizi energetici prestabiliti: il fabbisogno definito viene calcolato tenendo in considerazione quanto necessario per il servizio di riscaldamento, di produzione dell'acqua calda sanitaria e per l'eventuale ventilazione meccanica controllata.

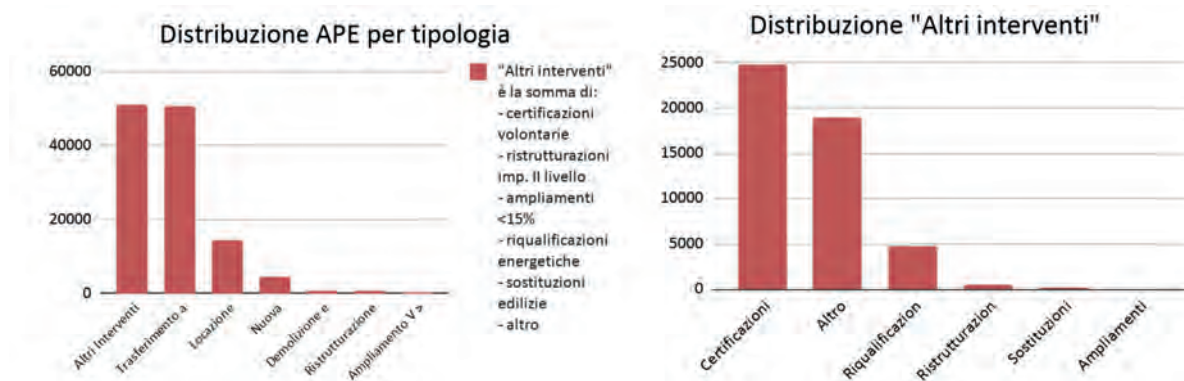
Si precisa che vi sono alcuni casi in cui viene richiesto l'attestato di prestazione energetica redatto secondo la normativa statale, come ad esempio nel caso di accesso alle detrazioni fiscali per interventi volti al risparmio energetico, generando la necessità di redigere due attestati, ognuno per le diverse finalità in cui è richiesto.

Attestati di Prestazione Energetica e loro distribuzione

Analizzando gli attestati di prestazione energetica registrati in Odatech dal 2010 e fino al 31 dicembre 2020, risulta che la categoria di edifici per la quale sono stati emessi il maggior numero di APE dall'introduzione della certificazione energetica in Trentino è la E1(1), edilizia residenziale ad occupazione continuativa.

Le classi energetiche degli Attestati emessi dal 2010 a fine 2020 risultano essere circa per il 12,5% nelle classi dalla A+ alla B e per circa l'87,5% in quelle inferiori (C-G). Di quest'ultima suddivisione, un 55% di certificati ricade nelle classi energetiche dalla C+ alla D e il 45% risulta nelle classi energetiche E-F-G. La grande maggioranza degli edifici di nuova costruzione realizzati in Trentino a partire dal 2010 è stata costruita rispettando una classe energetica superiore a quella minima obbligatoria (B): su 4.631, ben 2.759 risultano essere certificati già in classe A e A+.

Il grafico rappresenta la distribuzione dell'APE per tipologia di intervento. Risulta prevalente il Trasferimento a titolo oneroso, con 50.511 attestati registrati, seguito da quello della Locazione (14.402 registrazioni). Gli attestati riguardanti interventi di efficientamento energetico si possono considerare marginali, con 553 Ristrutturazioni importanti di I livello e 165 ampliamenti di volume > del 15% con creazione di una nuova unità immobiliare.



In considerazione della modifica del certificato accorsa nel 2016 secondo il Decreto Requisiti Minimi si è notato che le ristrutturazioni importanti di I livello registrano una buona propensione alle classi superiori a quella obbligatoria, con 163 certificati su 553 in classe A e A+, mentre le ristrutturazioni importanti di II livello e le riqualificazioni energetiche presentano una prevalenza di distribuzione nelle classi centrali. Le certificazioni volontarie presentano invece una tendenza alle classi più basse, dalla D alla G.

Rappresentatività degli Attestati di Prestazione Energetica per gli interventi sul patrimonio esistente

Per comprendere se e in quale misura il numero di attestati emessi sia rappresentativo di quanto avvenuto sul patrimonio edilizio provinciale, si è considerato il numero di interventi di risparmio energetico come l'isolazione dell'involucro, interventi sull'impianto termo-idraulico e di sostituzione degli infissi, come desumibili dai dati Ispat, utilizzati anche nel report "Scenario di riqualificazione energetica degli edifici residenziali in Trentino", e aggiornati all'ultima data utile (31.12.2018). Per gli anni mancanti (2019 e 2020) si è considerata la media dei 5 anni precedenti (dal 2014 al 2018).

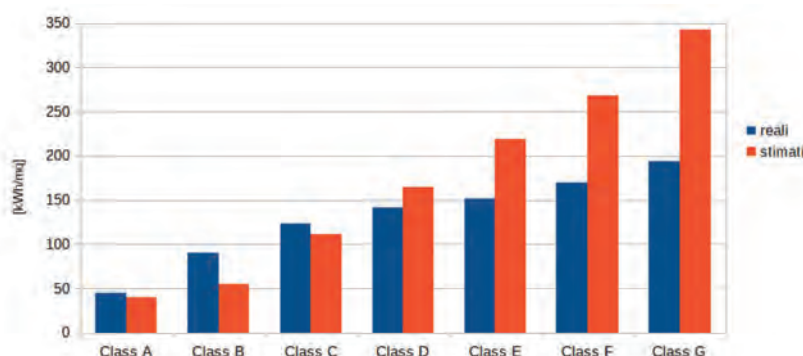
Inoltre, si sono considerati i due periodi già menzionati corrispondenti al pre e post entrata in vigore

della nuova certificazione e quindi delle nuove categorie. Il 2017, anno di transizione, è stato inserito nel periodo pre.

Risulta che, nel periodo 2011-2017, sono stati effettuati 35.107 interventi, mentre nel periodo 2018-2020 sono stati effettuati 12.742 interventi. Si noti che il numero di interventi è dato dalla somma dei tre interventi di risparmio energetico (isolazione dell'involucro, interventi sull'impianto termo-idraulico e di sostituzione degli infissi) come desumibili dai dati Ispat, ed è quindi possibile che in diversi casi siano stati realizzati contestualmente due o più interventi. Tuttavia non è possibile dettagliare meglio una possibile aggregazione e pertanto si è deciso di tenere come valori di riferimento quelli soprariportati. In entrambi i periodi il totale degli attestati risulta una parte ridotta del totale degli interventi: 4.075 attestati su un totale stimato di 35.107 interventi, corrispondenti all'11%, nel periodo 2010-2017 e 2.985 attestati su un totale di 12.742 interventi, corrispondenti al 23%, nel periodo 2018-2020.

Rappresentatività della Classe Energetica rispetto al consumo reale

Numerosi studi hanno dimostrato che i consumi reali tendono ad avere un discostamento da quelli indicati nell'APE. In particolare, nelle classi energetiche migliori (dalla A alla C) si registra un consumo maggiore rispetto a quello previsto nell'attestato, mentre in quelle peggiori un consumo minore. Ne risulta un appiattimento dei consumi verso quelli delle classi centrali. Questo effetto è principalmente attribuibile ai maggiori o minori costi di gestione e una conseguente modifica delle abitudini degli utilizzatori. Dall'analisi svolta sul territorio provinciale [Baggio et al., articolo in elaborazione] tale tendenza risulta confermata, come riportato nel Grafico sottostante.



Il profondo mutamento dello scenario europeo tra il 2019 ed il 2021

Il Green Deal europeo, presentato nella comunicazione (COM (2019) 640) dell'11 dicembre 2019, delinea una visione dettagliata per rendere l'Europa il primo continente climaticamente neutro entro il 2050. Nel suo discorso sullo stato dell'Unione del 17 settembre 2020, la Presidente von den Leyen ha proposto di fissare l'obiettivo di riduzione al 55%, insieme a una revisione della legislazione dell'UE in materia di clima ed energia entro giugno 2021.

Lo stesso giorno la Commissione ha adottato la comunicazione "Rafforzare l'ambizione climatica dell'Europa per il 2030 - Investire in un futuro climaticamente neutro a beneficio dei nostri cittadini" (comunemente noto come piano per gli obiettivi climatici dell'UE per il 2030), che include anche un

obiettivo aggiornato di riduzione delle emissioni al 2030 del 55% netto rispetto ai livelli del 1990. Obiettivo che viene formalmente accolto a dicembre 2020 da Parlamento Europeo, Commissione Europea e Consiglio Europeo.

In merito all'efficienza energetica dell'edilizia, nel giugno 2020 l'Unione Europea ha varato il Regolamento Europeo sulla Tassonomia della Finanza sostenibile contenente i criteri per definire quali investimenti finanziari abbiano un impatto ambientale positivo. Questo passaggio risulta di fondamentale importanza in quanto i fondi pubblici necessari a conseguire i piani del Green Deal e delle articolazioni del Next GenerationEU saranno necessariamente in sinergia con finanziamenti da parte degli investitori privati come i crowdfunding, i fondi pensione, i fondi d'investimento, la finanza privata e così via.

Ad ottobre 2020 è stata pubblicata la comunicazione "Renovation Wave Strategy", con la quale la Commissione Europea mira a raddoppiare i tassi di riqualificazione nei prossimi dieci anni e a fare in modo che tali interventi garantiscano una maggiore efficienza energetica e delle risorse. La Renovation Wave ha tra i suoi obiettivi il rafforzamento delle norme sulle prestazioni energetiche degli edifici, garantire finanziamenti accessibili e ben mirati, inclusi quelli della NextGenerationEU, il rafforzamento delle competenze necessarie alla riqualificazione degli edifici, l'espansione del mercato di prodotti e servizi per l'edilizia sostenibile, la creazione di un network interdisciplinare e la creazione di zero-energy districts tramite un approccio locale.

In accordo con quanto sopra introdotto, è inserito nel programma della Commissione per il 2021 il "Fit for 55 Legislative Package" con la revisione delle Direttive e Regolamenti, dalle energie rinnovabili all'efficienza energetica, al rendimento energetico degli edifici, all'uso del suolo, alla tassazione dell'energia, alla condivisione degli sforzi e allo scambio di quote di emissioni.

In particolare, la revisione della EPB Directive sarà il cambiamento legislativo più significativo a cui far riferimento. L'introduzione graduale di standard minimi obbligatori di prestazione energetica per diversi tipi di edifici (pubblici e privati, non residenziali e residenziali) ci si aspetta costituirà una parte centrale della revisione.

Saranno inoltre soggette a valutazione le condizioni alle quali gli standard minimi di prestazione energetica dovrebbero applicarsi agli edifici residenziali, ad esempio per il passaggio di proprietà o l'affitto. Un'altra parte centrale della revisione è un aggiornamento del quadro per i certificati di prestazione energetica al fine di aumentarne la qualità e la disponibilità, ad esempio attraverso una maggiore armonizzazione, l'inclusione di informazioni aggiuntive e disposizioni più rigorose sulla disponibilità e l'accessibilità delle banche dati.

I requisiti per i nuovi edifici e le misure che promuovono la mobilità sostenibile potrebbero anche essere aggiornati, sviluppando una nuova visione per gli edifici.

Ci si aspetta che richiederanno anche una notevole considerazione i principi dell'efficienza delle risorse e della circolarità al fine di ridurre le emissioni dell'intero ciclo di vita, la digitalizzazione, la resilienza climatica e gli standard sanitari e ambientali.

AL 2030

In 10 anni tutti gli edifici in Trentino dovranno essere significativamente differenti. L'APE dovrà quindi essere uno strumento di accelerazione e attestazione di questo cambiamento. Ad oggi le nuove costruzioni presentano degli standard minimi obbligatori che ben orientano il mercato, mentre gran parte dell'edificato rimane escluso da significativi obblighi normativi inerenti le sue prestazioni globali.

Al fine di gestire al meglio la trasformazione del costruito, è necessario che ogni edificio del territorio rediga il proprio APE, base di partenza, assieme ad un eventuale audit, per ogni scelta rivolta verso la riqualificazione energetica. L'inserimento all'interno dell'APE, già ad oggi obbligatorio, degli interventi suggeriti ai fini di una riduzione dei consumi dell'edificio, con relativi costi e benefici, dovrà fungere da volano per stimolare la riqualificazione. L'abbinamento con il monitoraggio dei consumi reali sia ante che post intervento sarà fondamentale per supporti finanziari agevolati e non solo.. Questo dovrebbe favorire una maggiore aderenza alle condizioni di utilizzo degli utenti, soprattutto nel caso delle classi energetiche più alte, permettendo anche uno stimolo migliorativo per gli utilizzatori finali, oltre che un monitoraggio costante da parte degli organi competenti in materia di energia.

Pur restando un attestato redatto in condizioni di utilizzo standard e volto principalmente a poter confrontare tra loro gli edifici, l'aderenza tra fabbisogni teorici riportati nell'APE e quelli reali registrati in fase di utilizzo è ad oggi limitata anche dal fatto che gli indici di prestazione energetica globale considerano il fabbisogno di energia primaria non rinnovabile. Inserendo anche la componente rinnovabile si dovrebbero calibrare con maggiore aderenza i fabbisogni teorici a quelli reali, soprattutto per le classi energetiche più virtuose, andando a ridurre il divario riportato nel sottoparagrafo

Rappresentatività della Classe Energetica rispetto al consumo reale.

Sempre ai fini di una maggior aderenza possibile tra calcolo in condizioni standard e utilizzo reale dell'edificio, è inoltre fondamentale garantire la massima rispondenza tra quanto contenuto nell'APE e quanto costruito, anche tramite l'obbligatorietà in fase di costruzione o ristrutturazione di verifiche in cantiere sull'esecuzione dei lavori da parte di soggetti terzi.

Infine, è necessario che l'APE si armonizzi all'interno del contesto nazionale ed europeo, per permettere una facile comparazione e analisi delle prestazioni del patrimonio edilizio e dei dati lì contenuti, anche ai fini di un utilizzo di questo strumento da parte di soggetti privati, quali istituti bancari, come supporto per l'emissione di finanziamenti.

Per quanto riguarda gli elementi contenuti negli APE, aspetti ad oggi non ricompresi e di cui sarà necessario tenere conto sono quelli dati dall'evoluzione del sistema elettrico e della gestione ottimale degli impianti. Sarà infatti fondamentale considerare il contesto in cui è inserita l'unità oggetto di APE, in particolare i possibili scambi di energia con altre unità immobiliari, come nel caso delle comunità di autoconsumo, o con altri edifici, come nel caso delle comunità di energia rinnovabile. Questo sarà possibile con una sempre maggiore spinta di sistemi di gestione e metering, così da ottimizzare tutti i sistemi energetici presenti, garantendo un adeguato livello di intelligenza artificiale: a questo proposito l'SRI – Smart readiness indicator (Direttiva 2018/844), potrebbe quantificare il livello di automatizzazione dell'unità immobiliare. Andranno inoltre attentamente valutati i vettori energetici di utilizzo, ricomprendendo ad esempio una quota parte non rinnovabile alla biomassa e premiando sistemi sinergici quali pompe di calore abbinati a fotovoltaico e l'allaccio a teleriscaldamenti efficienti.



Scenari di decarbonizzazione al 2030

Sezione 2 | GLI SCENARI PREVISIONALI

Scenario di penetrazione delle pompe di calore per il riscaldamento e la produzione acqua calda sanitaria

Per approfondire vedasi l'Allegato Tecnico 6

1. Introduzione

In considerazione della spinta verso una sempre maggiore elettrificazione dei consumi per il condizionamento invernale, anche in ragione di una loro decarbonizzazione grazie all'uso di fonti rinnovabili, questo capitolo è finalizzato a verificare la valenza sul territorio provinciale dell'impiego delle pompe di calore aria-acqua per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria. Quanto presentato in questo capitolo segue le evidenze di quello precedente *“Scenario di riqualificazione energetica degli edifici residenziali in Trentino”*, vagliando in dettaglio il potenziale di installazione di pompe di calore in sostituzione a tecnologie ad oggi più consuete.

La metodologia prevede di valutare, in primis, le prestazioni delle pompe di calore aria-acqua nel territorio trentino.

In seguito, gli scenari analizzano una potenziale sostituzione del generatore senza l'intervento sull'involucro esistente e poi le prestazioni potenziali delle

pompe di calore nel caso di edifici riqualificati energeticamente, e quindi interessati da miglioramenti dell'involucro opaco e sostituzione dei serramenti.

Detta metodologia è stata testata su alcuni comuni rappresentativi del Trentino così da comprendere il reale comportamento degli impianti a pompa di calore anche in relazione all'installazione di accumuli termici sia per la produzione di acqua calda sanitaria sia per il riscaldamento degli ambienti. Con questa analisi di dettaglio, oltre ad una migliore rappresentazione del sistema edificio impianto, è inoltre possibile valutare il potenziale autoconsumo dell'energia fotovoltaica prodotta in situ, valutando quindi il reale assorbimento elettrico dalla rete, nonché mediante l'impiego di logiche di regolazione “rule-based”.

Rimandando agli Allegati Tecnici N. 4, 5 e 6 del piano per la descrizione completa, riportiamo i dettagli sufficienti alla lettura dei risultati principali.

2. Analisi delle prestazioni delle pompe di calore nei comuni Trentini

Per valutare l'efficacia della sostituzione dei generatori di calore attualmente impiegati negli impianti di riscaldamento degli edifici con pompe di calore aria-acqua è indispensabile comprendere le prestazioni attese nei diversi comuni della Provincia. Infatti, le pompe di calore hanno un coefficiente di prestazione (COP) sensibile alle variazioni di temperatura delle sorgenti fredda (aria esterna) e calda (acqua dell'impianto di riscaldamento). Mentre la temperatura della sorgente calda è lecito ipotizzare vari in funzione delle caratteristiche dell'involucro edilizio e dei terminali di emissione, la temperatura della sorgente fredda è strettamente legata al comune analizzato e quindi alla sua quota altimetrica.

Nella prima fase, quindi, è stato implementato il calcolo semplificato di un impianto a pompa di calore per ognuno dei 175 comuni trentini, variando inoltre le caratteristiche dell'edificio sia in termini di tipologia edilizia (monofamiliare, villetta a schiera, medio condominio e grande condominio) sia per epoca di costruzione e quindi di classe di vetustà. In particolare, per l'analisi della mera sostituzione dei generatori con pompa di calore è ipotizzabile che questa sia possibile solo su edifici relativamente recenti, per i quali siano stati svolti dei calcoli energetici durante la progettazione dell'edificio. Per questo motivo lo studio si focalizza sulle classi di vetustà successive all'entrata

in vigore della legge n. 373/76 che per prima introdusse dei vincoli per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici e delle prescrizioni per l'isolamento termico degli edifici. Le classi di vetustà analizzate sono quindi la V5, edifici costruiti dal 1976 al 1990, V6 (dal 1991 al 2005) e V7 (dopo il 2005).

I risultati dell'analisi condotta sono gli andamenti dei coefficienti di prestazione stagionale (SCOP), vale a dire del rapporto fra l'energia termica annuale in uscita dalla pompa di calore per rispondere alle richieste di riscaldamento e di produzione di acqua calda sanitaria, rispetto all'energia elettrica annuale assorbita dalla pompa di calore e dall'eventuale resistenza di backup. Questi valori sono stati ottenuti per tutti i comuni trentini, per le diverse tipologie di edificio e di classe di vetustà. Nei grafici seguenti vengono riportati gli andamenti dei SCOP delle taglie ottimali di pompa di calore al variare dell'altitudine del comune sia per la configurazione di impianto autonomo sia per quello centralizzato. Nei grafici viene inoltre evidenziata una soglia di SCOP pari a 2,3. Questo valore è stato ricavato considerando il SCOP al di sopra del quale la pompa di calore presenta un consumo di energia primaria inferiore a quello di una caldaia a condensazione con un rendimento medio stagionale del 100%.

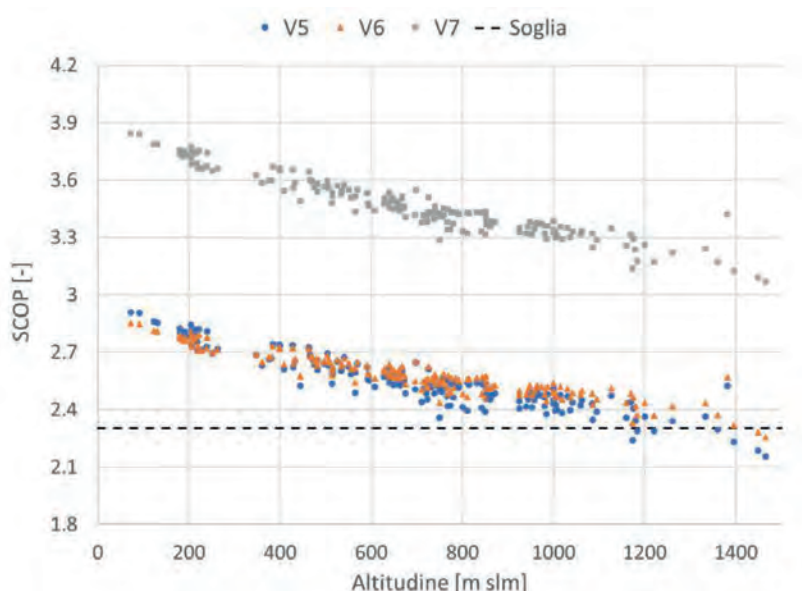


Figura 1

Andamento del SCOP per impianti autonomi in edifici MF.

In Figura 1 si riporta l'andamento del SCOP in funzione dell'altitudine del comune per gli edifici monofamiliari, tipologia diffusa in Trentino. Dal grafico si nota come per le classi di vetustà V5 e V6, a causa del funzionamento a medio-alta temperatura dell'impianto di riscaldamento, il SCOP sia prossimo al valore soglia soprattutto per altitudini superiori ai 1000 m. La riduzione della temperatura di alimentazione dei terminali di emissione degli edifici in classe V7 porta a dei notevoli vantaggi in termini di SCOP.

Analoghi andamenti si sono ottenuti anche per le altre tipologie di edificio (villetta a schiera, medio condominio e grande condominio) nel caso di impianti centralizzati, mentre si è registrato un sensibile peggioramento nel caso di impianti autonomi.

Il sensibile peggioramento nel caso di impianti autonomi avviene perché la forma compatta dell'edificio e le dimensioni dei singoli appartamenti fanno sì che la taglia più piccola della pompa di calore risulti comunque sovradimensionata rispetto alle richieste di riscaldamento. Come conseguenza quindi la pompa di calore lavora spesso in regime on/off con un notevole degrado delle prestazioni. È bene rimarcare però

che nell'analisi semplificata svolta non sono valutate in maniera sufficientemente dettagliata le diverse dispersioni dei circuiti di distribuzione che, negli impianti centralizzati, sono sicuramente maggiori. Partendo dai risultati appena ottenuti e considerando la frequenza con cui ogni edificio è presente in ognuno dei comuni trentini, è possibile valutare un SCOP medio delle pompe di calore (Figura 6). Nel grafico si nota come in generale per le tre classi di vetustà considerate il SCOP medio sia superiore al valore soglia di 2,3, evidenziando quindi come la sostituzione del generatore con una pompa di calore aria-acqua sia generalmente una soluzione vantaggiosa in termini di risparmio di energia primaria. Come si vede però il vantaggio è molto modesto per gli edifici in classe V5 e V6 dove, la temperatura di alimentazione dei terminali di emissione, limita fortemente le prestazioni della pompa di calore. Il margine di vantaggio è invece decisamente superiore per gli edifici in classe V7 per i quali la temperatura di emissione è ridotta. Questo risultato mostra quindi l'importanza dell'intervento combinato di sostituzione del generatore e di efficientamento energetico dell'involucro edilizio.

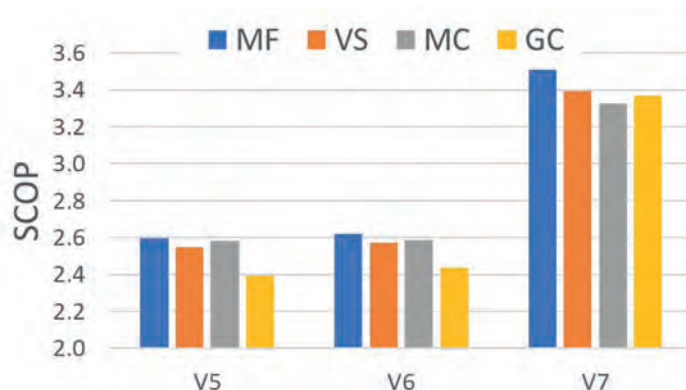


Figura 2

Andamento del SCOP medio su tutti i comuni del Trentino.

Per questo motivo l'analisi è stata ripetuta al fine di valutare le prestazioni energetiche di un edificio riqualificato energeticamente. È stata valutata una ristrutturazione importante di primo livello che porti ad un indice di prestazione termica utile per il riscaldamento annuo di 60 kWh m^{-2} . Il fabbisogno di energia termica utile per la produzione di acqua calda sanitaria è stato invece considerato inalterato.

L'analisi delle prestazioni delle pompe di calore è stata quindi ripetuta considerando la possibilità o meno

di ridurre la temperatura di alimentazione dei terminali di emissione secondo la curva climatica già adottata per gli edifici in classe V7.

In Figura 7 si nota come la riduzione del fabbisogno energetico dell'edificio porti ad un miglioramento delle prestazioni dell'impianto, in maniera più marcata per i comuni di fondovalle. Il miglioramento più evidente però si ha quando la riqualificazione permette inoltre di ridurre la temperatura di mandata all'impianto di riscaldamento.

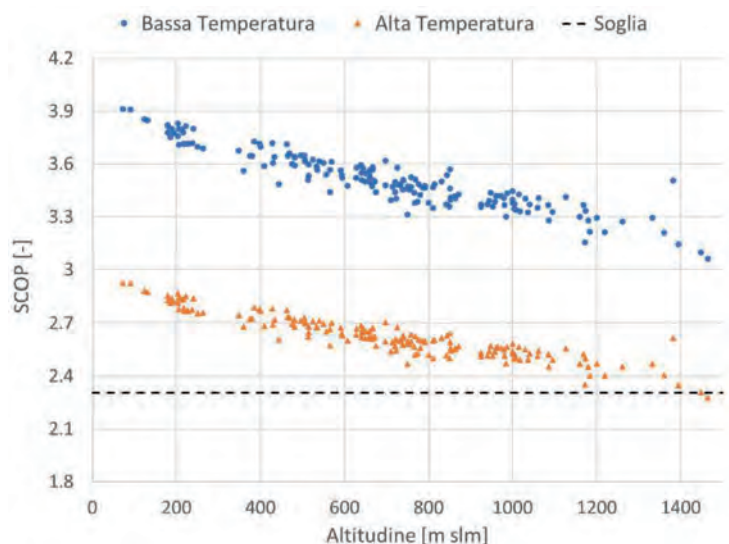


Figura 3

Andamento del SCOP medio su tutti i comuni del Trentino.

3. Scenari

3.1 / Sostituzione dei generatori esistenti con pompe di calore

Partendo dalle prestazioni appena ottenute per tutti i comuni trentini è stato valutato l'impatto potenziale della mera sostituzione di tutte le tipologie di generatori esistenti, siano caldaie a condensazione, GPL o legna spaccata/pellet, in edifici appartenenti alle classi di vetustà V5, V6 e V7.

La variazione del fabbisogno di energia primaria tota-

le ha anche considerato l'energia elettrica assorbita dalle pompe di calore. Per questo sono stati adottati i fattori di conversione in energia primaria presenti nel decreto "Requisiti minimi". Per l'energia elettrica dalla rete è stato impiegato il fattore 2,42, mentre per i consumi residenziali attribuibili ai diversi vettori energetici è stato valutato un fattore medio pesato sulla quota di fabbisogno coperto dalle diverse fonti energetiche ed ottenendo quindi un fattore pari a 1,033.

	V5	V6	V7	Totale
Stato Attuale	21,51	25,40	9,77	56,68
Con Pompe di calore	12,06	18,17	5,23	35,46
Variazione	-44%	-28%	-46%	-37%

Tabella 1

Consumi di energia primaria in ktep.

I risultati in Tabella 1 mostrano quindi un risparmio complessivo di energia primaria quantificabile nel 37%, con risparmi variabili in ragione delle classi di vetustà.

3.2 / Scenario di sostituzione dei generatori e riqualificazione energetica

Come evidenziato nel Capitolo “Scenario di riqualificazione energetica degli edifici residenziali in Trentino” l'intervento di coibentazione dell'involucro opaco unito alla sostituzione dei serramenti permette una notevole diminuzione del fabbisogno di energia

utile degli edifici residenziali e, di conseguenza, una riduzione dei consumi, come evidenziato dai dati in Tabella 6. Questo fa sì che i terminali di emissione risultino sovradimensionati rispetto alla nuova potenza richiesta e, per questo motivo, si possa considerare una alimentazione a temperatura inferiore.

	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	Totale
Stato Attuale	125,9	38,3	36,5	119,4	21,8	25,7	9,9	377,4
Riqualificati	35,4	10,3	16,8	42,5	12,0	12,9	9,9	139,6

Tabella 2

Consumi per riscaldamento, in ktep, degli edifici residenziali allo stato attuale e dopo un intervento di coibentazione dell'involucro e di sostituzione dei serramenti.

L'intervento di riqualificazione energetica può quindi ampliare la quota di patrimonio edilizio in cui l'intervento di sostituzione del generatore di calore con pompa di calore risulta tecnicamente percorribile. Infatti il consumo specifico annuale medio per riscaldamento per ogni classe di vetustà diventerebbe in-

feriore o uguale a 60 kWh m⁻² anno per le classi di vetustà da V5 a V7. Inoltre, anche le classi dalla V1 alla V4 avrebbero in media un fabbisogno di energia inferiore a quello corrispondente alla classe V5 nelle condizioni attuali.

4. Analisi dettagliata degli impianti con pompa di calore su cinque comuni trentini

Sebbene l'analisi mediante il metodo BIN permetta di stimare con buona approssimazione le prestazioni stagionali della pompa di calore, il metodo di calcolo, basato su di un approccio stazionario, non consente di valutare la presenza di accumuli termici e la possibilità di gestire la pompa di calore per massimizzare l'autoconsumo dell'energia prodotta in situ. A tale scopo, è stata effettuata la simulazione dinamica per una selezione di località caratteristiche del territorio, ipotizzando un impianto a pompa di calore tipo.

L'impianto considerato nelle simulazioni dinamiche consiste di una pompa di calore (PdC) aria-acqua a

inverter, collegata a due accumuli termici.

In ragione della sufficiente omogeneità delle condizioni climatiche del territorio trentino, la scelta dei comuni rappresentativi è guidata da un processo di **clustering** basato sui dati climatici dei comuni trentini, utilizzando l'algoritmo *k-means*. Si è scelto di limitare il numero di cluster a cinque, ognuno rappresentato dal comune più popoloso.

In Figura 4 è mostrato il risultato del clustering, evidenziando la distribuzione sia sul piano temperatura media annuale - temperatura di progetto, che sul territorio provinciale.

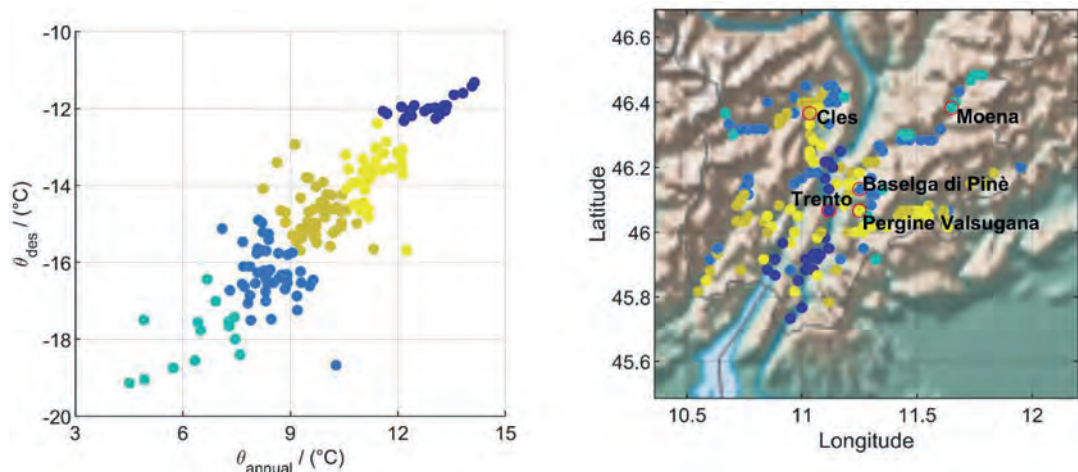


Figura 4

Risultato del processo di clustering dei comuni trentini. A destra sono evidenziati i cluster ottenuti nel piano temperatura media annuale-temperatura di progetto. A sinistra, la distribuzione dei cluster sul territorio, con evidenziati i comuni più popolosi per ciascun cluster e scelti per le simulazioni.

4.1 / Presentazione e commento dei risultati

Le figure 5, 6, 7 e 8 mostrano il consumo elettrico specifico delle quattro tipologie edilizie considerate. Ogni grafico presenta il consumo per ogni comune caratteristico e classe di vetustà. Come si può notare, al crescere delle dimensioni dell'edificio decresce il consumo specifico come conseguenza della diminuzione del rapporto superficie disperdente-volume riscaldato, eccetto per l'edificio grande condominio

il quale, presenta una percentuale di superficie finestrata più elevata rispetto agli altri casi. Il rinnovo degli edifici abbassa il consumo allo stesso livello indipendentemente dalla classe di vetustà di partenza.

I grafici evidenziano anche la frazione di energia elettrica autoconsumata. Un'analisi più dettagliata dell'andamento dell'autoconsumo per il caso MF è fornita nella sezione successiva.

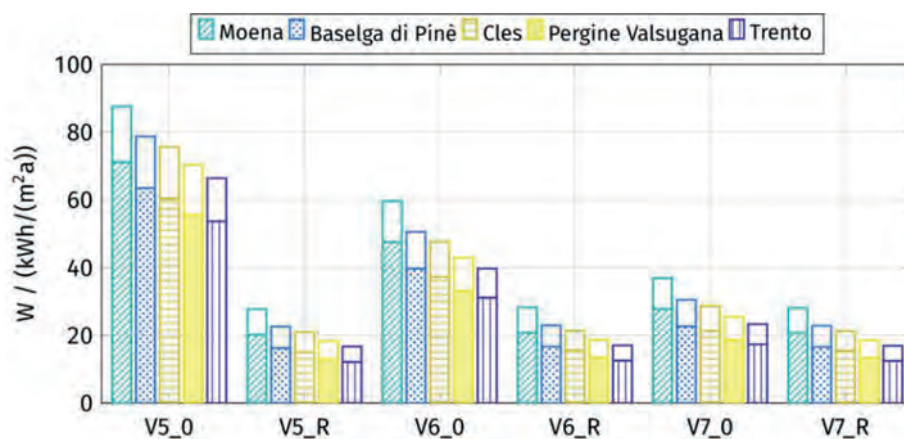


Figura 5

Consumo elettrico specifico annuale dell'edificio monofamiliare (MF). La parte di barra non campita indica la quota di energia autoconsumata e il restante l'energia prelevata dalla rete.

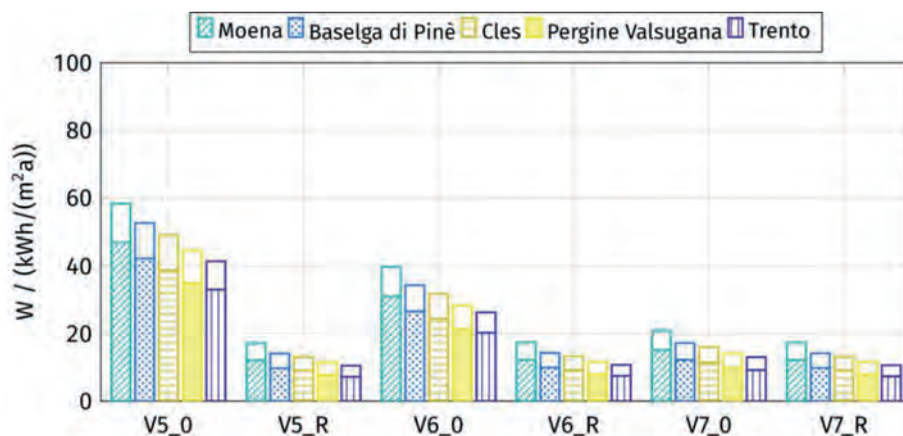


Figura 6

Consumo elettrico specifico annuale dell'edificio villetta a schiera (VS). La parte di barra non campita indica la quota di energia autoconsumata e il restante l'energia prelevata dalla rete.

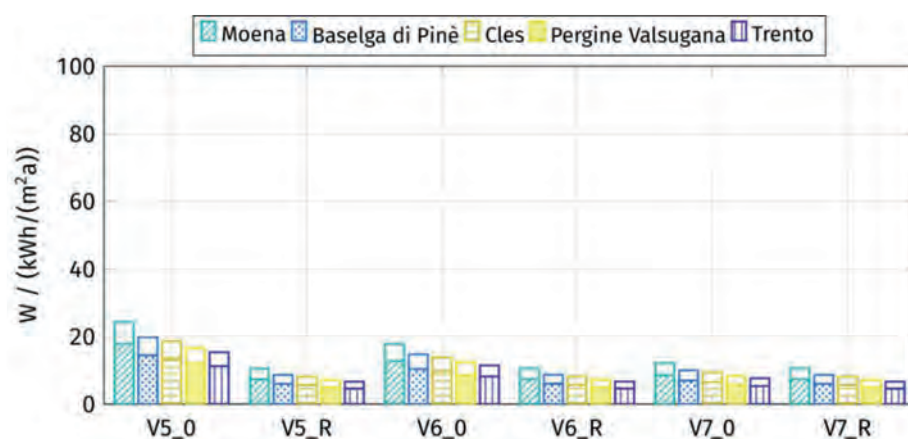


Figura 7

Consumo elettrico specifico annuale dell'edificio medio condominio (MC). La parte di barra non campita indica la quota di energia autoconsumata e il restante l'energia prelevata dalla rete.

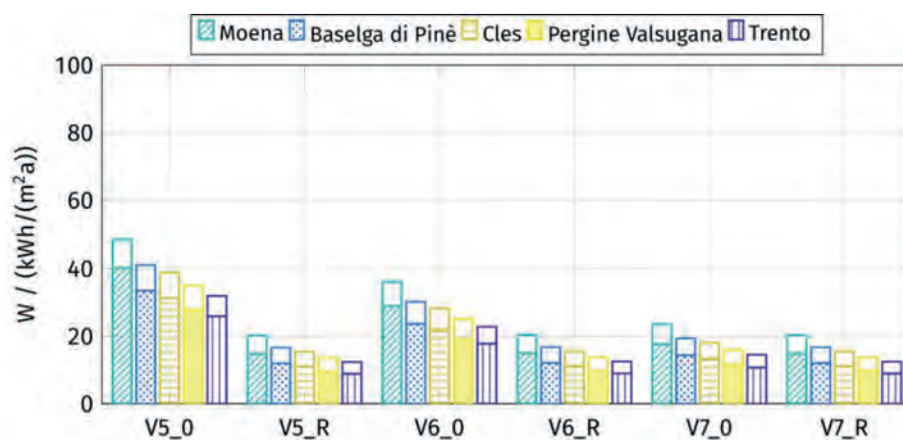


Figura 8

Consumo elettrico specifico annuale dell'edificio grande condominio (GC). La parte di barra non campita indica la quota di energia autoconsumata e il restante l'energia prelevata dalla rete.

Le prestazioni stagionali sono il vero fattore discriminante per determinare qualora la sostituzione del generatore di calore a combustione con una PdC comporti un risparmio nel consumo di energia primaria. Come illustrato in precedenza, il valore di soglia del SCOP annuale è fissato a 2,3, dunque valori inferiori a questo non comportano dei vantaggi in termini di risparmio di energia primaria. Di seguito sono riportati gli andamenti degli SCOP annuali per i casi analizzati (figure 9, 10, 11 e 12).

Le prestazioni della PdC non sono ottimali per il caso V5_0 per MF e VS e V6_0 per VS. La temperatura annuale media più bassa comporta in generale prestazioni inferiori eccetto nel caso MF V5_0, per cui l'andamento è invertito a causa della grande taglia della PdC che determina un frequente lavoro a carico parziale per le località con temperature medie annuali più elevate. L'aumentare delle dimensioni dell'edificio rende lo SCOP quasi indipendente dalla classe di vetustà e in tutti i casi superiore alla soglia. In generale il rinnovo degli edifici migliora le prestazioni con maggiore incidenza per gli edifici MF e VS.

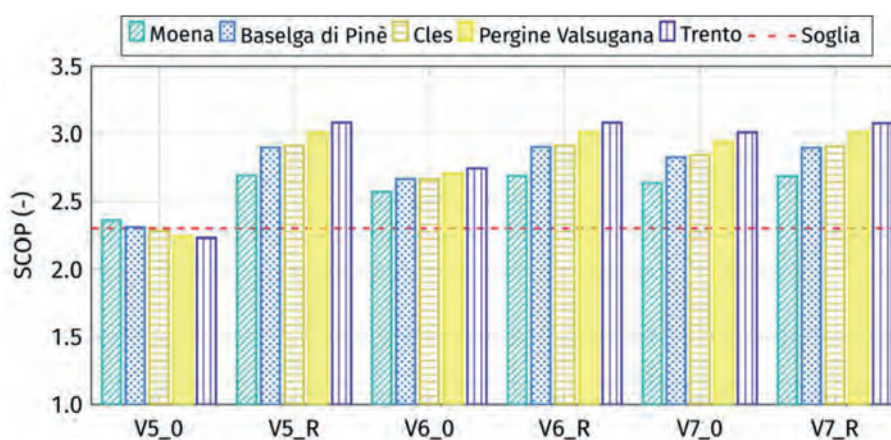


Figura 9

Seasonal COP per l'edificio monofamiliare (MF).

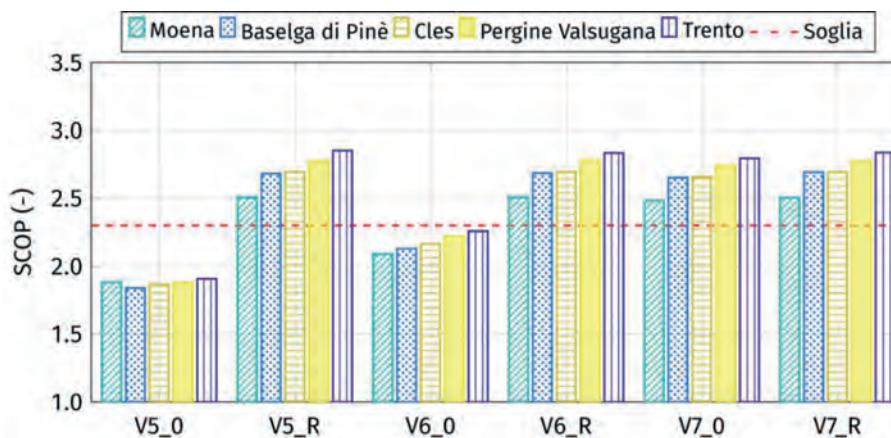


Figura 10

Seasonal COP per l'edificio villetta a schiera (VS).

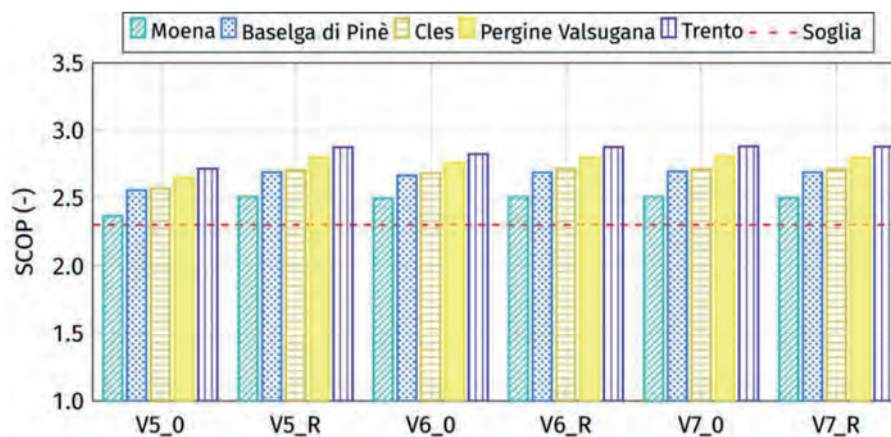


Figura 11

Seasonal COP per l'edificio medio condominio (MC).

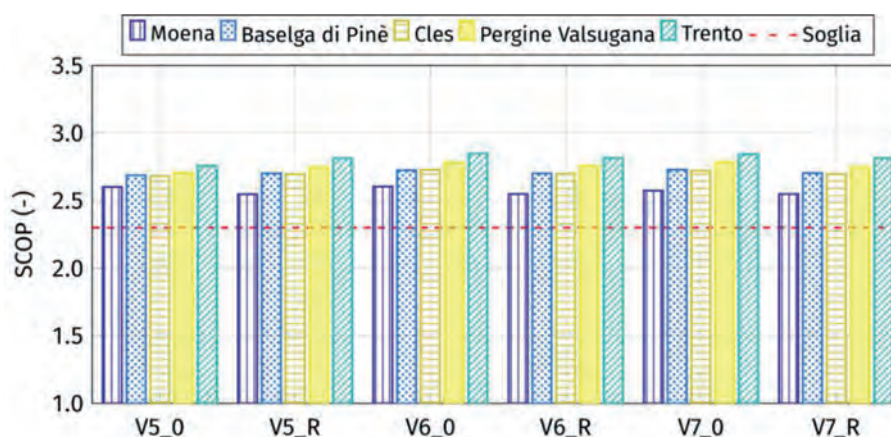


Figura 12

Seasonal COP per l'edificio grande condominio (GC).

4.2 / Analisi dettagliata degli impianti con pompa di calore con gestione avanzata

Gli impianti a pompa di calore, dipendendo esclusivamente dall'energia elettrica, possono essere convenientemente accoppiati ad impianti fotovoltaici per la generazione in loco di energia da fonte rinnovabile. Nella sezione precedente, si è visto come, grazie all'impianto fotovoltaico (PV), parte del fabbisogno di energia elettrica complessivo dell'impianto possa essere coperto dall'autogenerazione. Questa frazione può essere aumentata attuando delle strategie di controllo avanzate con lo scopo di massimizzare l'autoconsumo. Ciò è possibile sfruttando la regolazione della frequenza di alimentazione del compressore della PdC – e dunque variando la potenza elettrica assorbita da quest'ultimo – in maniera tale da sfruttare l'eccesso di produzione fotovoltaica.

Nello specifico, in questa analisi si è implementato un sistema di controllo di tipo *"rule based"* che, al veri-

ficarsi di determinate condizioni, interviene regolando la velocità di rotazione del compressore della pompa di calore (PdC) e quindi la potenza termica generata. In particolare, il controllo si attiva qualora la potenza elettrica generata dall'impianto fotovoltaico superi il fabbisogno elettrico istantaneo assorbito dalla PdC e dalle (eventuali) resistenze ausiliarie. Al verificarsi di tale condizione, il controllo aumenta la potenza termica generata (rispettando i vincoli di funzionamento), e di conseguenza l'assorbimento elettrico della PdC in modo da sfruttare tutta la produzione fotovoltaica disponibile. A tale scopo, vengono innalzati i setpoint di temperatura degli accumuli termici affinché sia possibile immagazzinare l'eccesso di produzione di energia termica. Si è data precedenza al surriscaldamento dell'accumulo per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) essendo la domanda di ACS presente in ogni periodo dell'anno. Pertanto, in tali condizioni, il setpoint dell'accumulo per l'ACS viene

alzato da 50°C a 60°C e, nel caso in cui esso sia già carico, il controllo provvede ad aumentare il setpoint dell'accumulo destinato al riscaldamento caricandolo a 40°C.

L'innalzamento dei setpoint comporta l'aumento del consumo elettrico della PdC e un abbassamento delle prestazioni e, dunque, affinché il controllo sia efficace, è necessario che vi sia la possibilità di immagazzinare sufficiente energia termica in modo da ridurre il tempo di lavoro della PdC al di fuori delle ore di disponibilità di energia solare. Per questo motivo

i volumi degli accumuli considerati nell'analisi sono stati aumentati del 50% e 100% rispettivamente per l'accumulo per ACS e riscaldamento.

L'analisi dettagliata è stata svolta per il caso monofamiliare (MF). La Figura 13 riporta l'andamento del fabbisogno elettrico dalla rete per tutti i casi con e senza il controllo per massimizzare l'autoconsumo. I casi con il controllo – linee tratteggiate – ottengono consumi più bassi con incidenza maggiore per gli edifici vetusti.

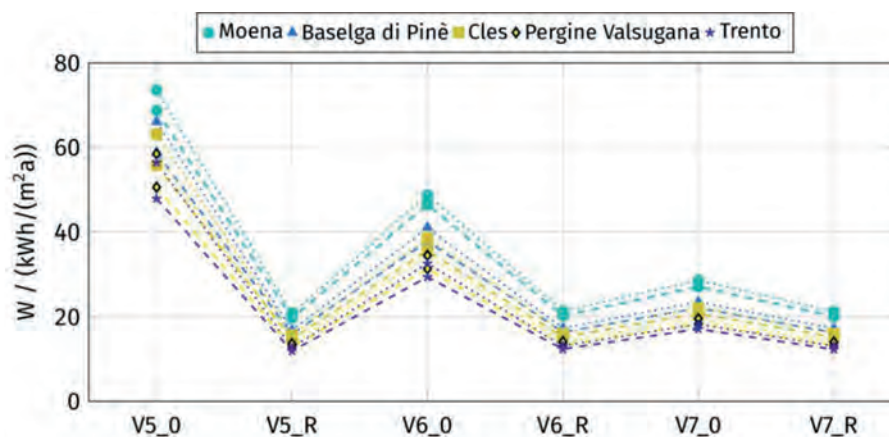


Figura 13

Fabbisogno di energia elettrica dalla rete per l'edificio monofamiliare (MF) in caso in cui il controllo avanzato è attivo (linea tratteggiata) e non.

In Figura 14 e Figura 15 sono mostrati gli andamenti per classe di vetustà e comune del “*supply cover factor*” (SCF) e “*load cover factor*” (LCF) annuali. Il primo è definito come il rapporto fra l'energia autoconsumata e l'energia autoprodotta e fornisce un'in-

dicazione sull'effettivo sfruttamento della produzione di energia in loco. Il secondo fattore rappresenta la frazione del fabbisogno totale coperto dall'autoconsumo, ossia è il rapporto fra l'energia autoconsumata e il fabbisogno elettrico totale.

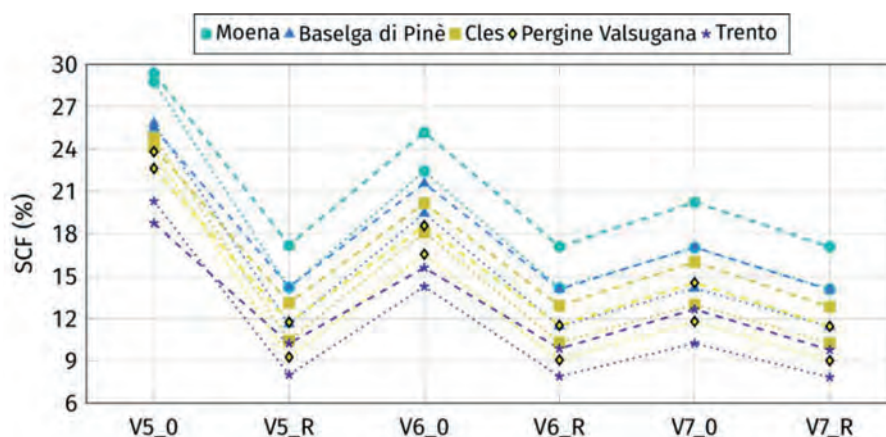


Figura 14

“Supply cover factor” (SCF) per l'edificio monofamiliare (MF) in caso in cui il controllo avanzato è attivo (linea tratteggiata) e non.

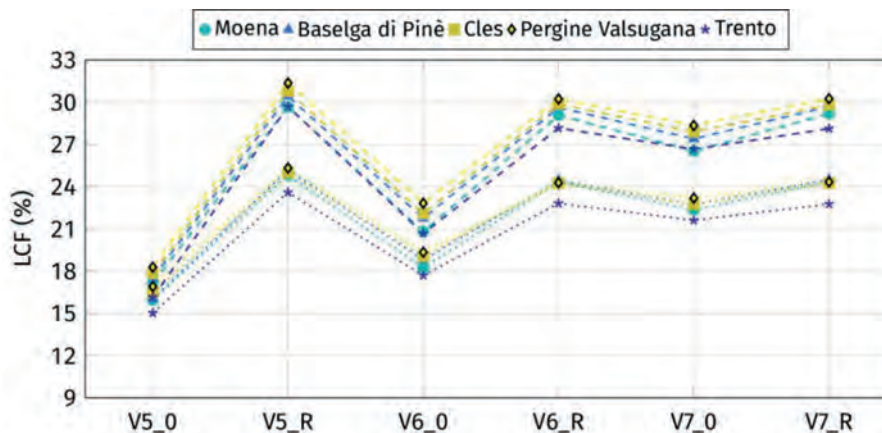


Figura 15

“Load cover factor” (LCF) per l’edificio monofamiliare (MF) in caso in cui il controllo avanzato è attivo (linea tratteggiata) e non.

Lo sfruttamento dell’energia autoprodotta come atteso aumenta per effetto dell’attivazione del controllo, tuttavia esso decresce al crescere della qualità dell’involucro come conseguenza della riduzione del fabbisogno di energia mentre rimane costante la produzione dei PV. Allo stesso modo, il SCF è maggiore nelle località più fredde. Per quanto riguarda il LCF, la distinzione è più netta come si evince dalla Figura 21, con i casi dotati di controllo per l’autoconsumo che aumentano in media del 5% la copertura del fabbisogno totale con energia autoconsumata. I casi rinnovati, per effetto della riduzione del fabbisogno totale presentato anche i LCF più elevati.

Conclusioni

In questo capitolo sono state analizzate le potenzialità di diffusione delle pompe di calore nel comparto residenziale provinciale.

In primis, si indaga quale sia la soglia limite dell’indice di prestazione stagionale per una pompa di calore utilizzata nel territorio provinciale, valutando lo SCOP delle taglie ottimali di pompa di calore al variare dell’altitudine del comune, sia nella configurazione di impianto autonomo sia in quella centralizzato. Ne risulta un valore pari a 2,3. Questo è stato ricavato considerando il SCOP al di sopra del quale la pompa di calore presenta un consumo di energia primaria inferiore a quello di una caldaia a condensazione con un rendimento medio stagionale del 100%.

Successivamente, considerando solo le condizioni di uso ottimale della tecnologia a pompa di calore, per le tre classi di vetustà degli edifici residenziali provinciali (V5 1976-1990; V6 1991-2005; V7 da 2005 in poi), come la sostituzione del generatore con una pompa di calore aria-acqua sia di norma una soluzione che permette un significativo risparmio di energia primaria. Tale sostituzione risulta tanto più vantaggiosa quanto il fabbisogno di energia per il riscaldamento è basso, e dunque presenta un miglior potenziale di applicazione in caso di installazione su immobili riqualificati.

Le simulazioni effettuate su cinque comuni rappresentativi evidenziano che l’alta temperatura di alimentazione dei terminali di emissione limita fortemente l’efficienza della pompa di calore in edifici costruiti tra il 1976 ed il 2005. Di contro, l’intervento combinato di sostituzione del generatore e contemporaneo efficientamento energetico dell’involucro edilizio, oppure costruzioni successive al 2005, casi nei quali la temperatura nel sistema di distribuzione è inferiore, mostrano un sensibile miglioramento dell’indice di prestazione stagionale. Inoltre, nel caso di gestione avanzata vi è un aumento dello sfruttamento dell’energia autoprodotta da impianto fotovoltaico, seppur esso decresca al crescere della qualità dell’involucro come conseguenza della riduzione del fabbisogno di energia mentre rimane costante la produzione.



Scenari di decarbonizzazione al 2030

Sezione 2 | GLI SCENARI SETTORIALI

Programma di gestione ed efficientamento del patrimonio della Provincia Autonoma di Trento

1. Introduzione: il Bilancio energetico PAT ed obiettivi di riduzione consumi di energia primaria

Le strutture (edifici ed impianti) utilizzati dalla Provincia Autonoma di Trento generano un consumo annuo di energia che si attesta sopra il 19.000 tep e per gli istituti scolastici superiore a 3.500 tep (Figura 1)

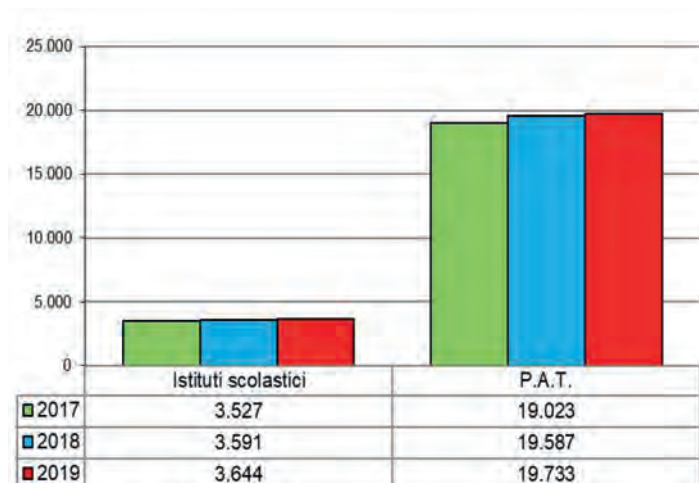


Figura 1

Consumi della Provincia Autonoma di Trento, scuole nel periodo 2017 -2019.

Dall'analisi dei consumi nel periodo 2017 – 2019, risulta evidente una crescita continua sia per quanto riguarda PAT (+3,7 %) che per gli istituti scolastici (+3,3 %).

Attraverso l'attività del gruppo di Energy Management provinciale si vuole incidere significativamente

su questi consumi, invertendo il trend di crescita e portando ad una considerevole riduzione dei consumi nel corso del periodo 2021 – 2030 attraverso la realizzazione degli interventi previsti dalle Linee Guida per l'Energy Management del Gruppo Provincia.

2. Interventi di razionalizzazione dei consumi sulle strutture della P.A.T.

Nelle strutture della PAT sono inclusi anche gli edifici scolastici delle scuole superiori di secondo grado statali.

Peso dei diversi vettori energetici - P.A.T. ed istituti scolastici

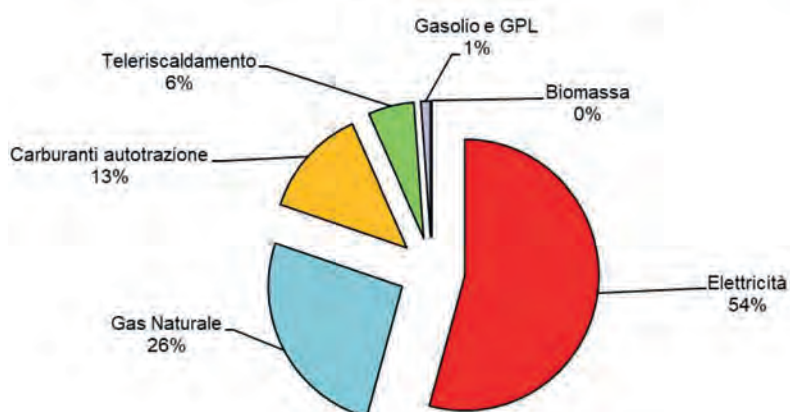


Figura 2

Ripartizione consumi per vettore energetico

I consumi di energia sono principalmente energia elettrica (54%), gas naturale (28%) e carburanti (utilizzati dai mezzi del Servizio Gestione Strade e eli-soccorso – 13%) mentre teleriscaldamento, gasolio, GPL e biomassa sono residuali.

L'azione dell'energy management punta a:

Ridurre i consumi di energia attraverso interventi di efficientamento energetico e razionalizzazione dei consumi;
Incrementare la produzione di energia da fonte rinnovabile realizzando nuovi impianti sulle proprie strutture (fotovoltaici, a biogas ed altro) e promuovendo la realizzazione di impianti a fonte rinnovabile sulle strutture di altri enti pub-

blici/ società di sistema e partecipare all'utilizzo attraverso la realizzazione di Comunità Energetiche;
Sostituire l'utilizzo di gasolio e GPL con metano e/o altre fonti energetiche.

2.1 / Linee di intervento per la riduzione consumi di energia elettrica e gas naturale

L'energia elettrica è utilizzata principalmente dagli impianti di depurazione, gallerie ed edifici pubblici e scolastici mentre il gas naturale dagli uffici ed istituti scolastici (vedi Figura 3 e Figura 4)

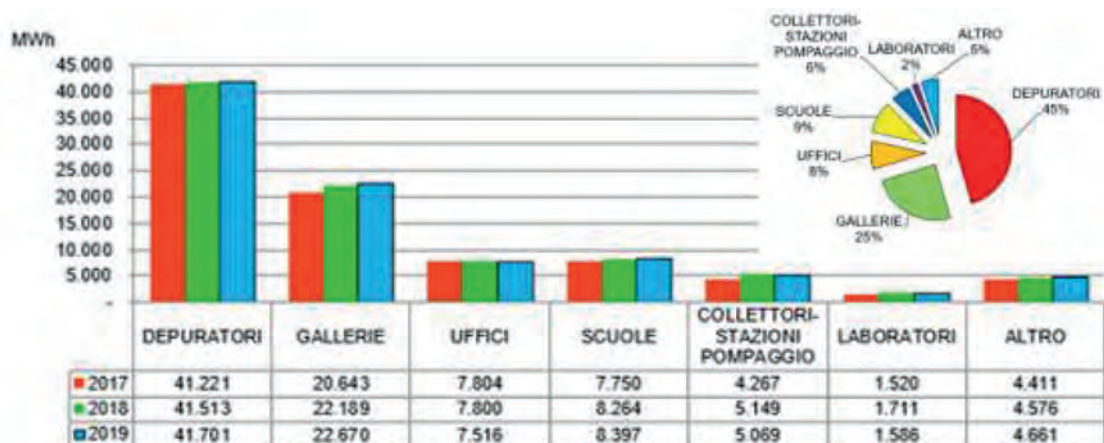


Figura 3

Ripartizione dei consumi di energia elettrica per tipologia di utilizzo

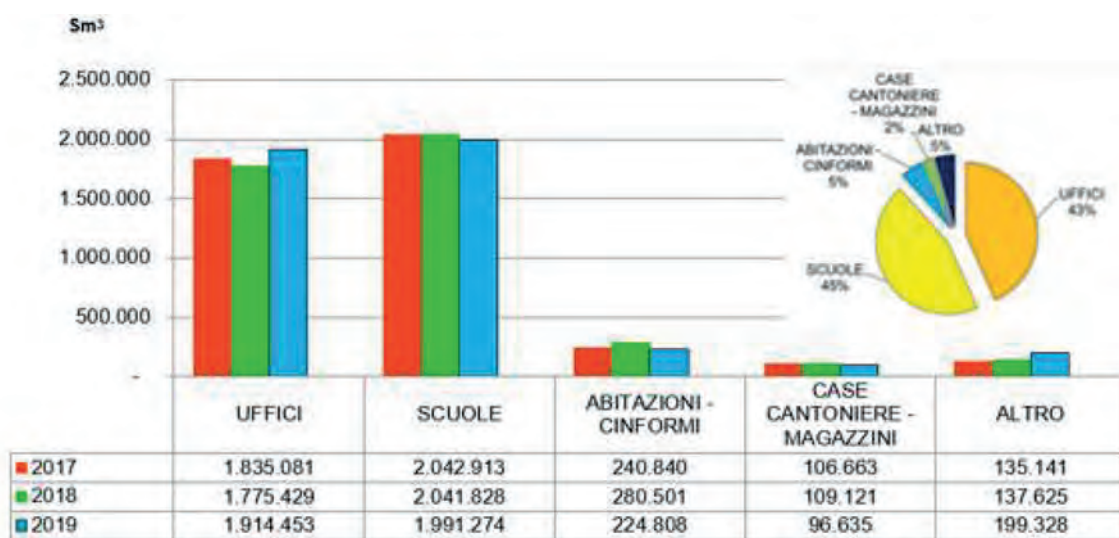


Figura 4

Ripartizione dei consumi di gas naturale per tipologia di utilizzo

Gli impianti di depurazione hanno raggiunto un buon grado di efficienza energetica attraverso vari interventi di ammodernamento degli impianti nel corso degli ultimi venti anni e non è possibile incidere significativamente sulla riduzione di tali consumi. A seguito della sostituzione di motori elettrici arrivati a fine vita con motori di nuova generazione, nell'arco di 10 anni è possibile in ogni caso raggiungere una riduzione dei consumi di energia elettrica significativa.

Gli impianti di illuminazione delle gallerie presentano invece grandi margini per realizzare interventi di efficientamento energetico attraverso il rifacimento degli attuali impianti (aerazione, illuminazione, etc)

Il comparto immobiliare della PAT è costituito per lo più da edifici fortemente energivori e presentano ampi margini di miglioramento sia attraverso interventi di razionalizzazione dei consumi che attraverso interventi più strutturali su impianti ed involucro. Un significativo impatto avranno poi in futuro le politiche che attuerà la provincia nell'ambito dello smart working, con prevedibili riduzioni degli spazi dedicati agli uffici.

La realizzazione di un sistema di monitoraggio e telecontrollo degli impianti permette di ridurre in modo importante i consumi energetici di edifici in particolare laddove non sia possibile realizzare interventi di efficientamento delle strutture e degli impianti

2.1.1 Sostituzione gasolio e GPL con altri vettori energetici ed utilizzo pompe di calore

Alcune strutture periferiche, per lo più case cantoniere, ma anche alcuni uffici e scuole, hanno degli impianti per la climatizzazione invernale che utilizzano gasolio o GPL.

Per le utenze principali si prevede di sostituire gli impianti di climatizzazione attuali con impianti alimentati da gas naturale o teleriscaldamento.

Laddove si realizza una ristrutturazione importante realizzando edifici NZEB si promuove l'impiego di pompe di calore.

2.1.2 Efficientamento parco veicolare

L'efficientamento del parco veicolare attraverso la sostituzione dei veicoli più obsoleti porta ad una riduzione progressiva dei consumi energetici e delle emissioni di gas serra. L'ulteriore impatto della mobilità elettrica, può portare nei prossimi 10 anni ad un dimezzamento dei consumi di energia primaria.

2.2 / Incremento della produzione ed utilizzo di energia da fonte rinnovabile e promozione realizzazione di comunità per l'energia rinnovabile

Attualmente la PAT presenta una produzione limitata di energia da fonte rinnovabile che attualmente copre solo il 2,3 % dei consumi dell'energia elettrica.

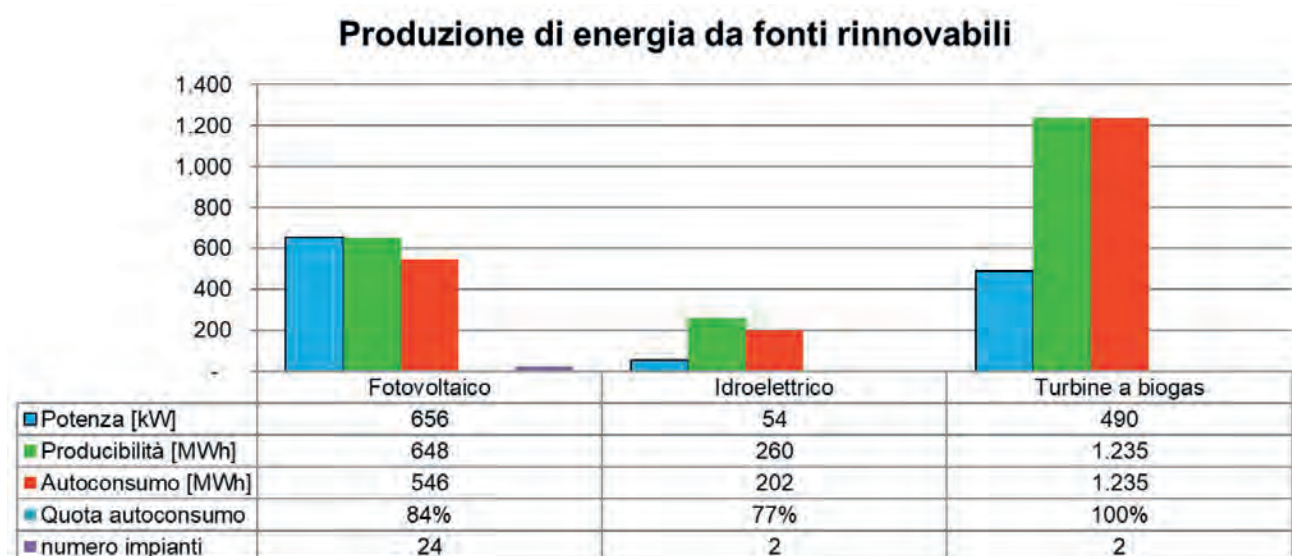


Figura 5

Produzione energia da fonte rinnovabile delle strutture PAT.

Data la presenza di numerose coperture non utilizzate sia su edifici che su impianti (in particolare impianti di depurazione e discariche) si prevede di incrementare considerevolmente il numero di impianti fotovoltaici, con l'obiettivo di realizzare oltre 12 MW di potenza installata.

Attraverso il coordinamento con gli energy manager delle società di sistema della PAT ed altri enti pubblici, verrà promossa la realizzazione di comunità per

l'energia rinnovabile al fine di condividere l'utilizzo dell'energia prodotta da impianti di altra proprietà. La realizzazione di Comunità energetiche inizialmente solo pubbliche, ma aperte agli enti locali ed a possibili futuri soci privati (in particolare attività imprenditoriali), permetterà di ridurre i consumi di energia fossile del gruppo PAT e al contempo creare delle opportunità per il territorio.

3. Conclusioni

Ad oggi sono già stati individuati degli specifici interventi che complessivamente permettono una riduzione del 24%,
Considerando le ulteriori attività delineate a livello qualitativo (efficientamento parco veicolare, realizzazione comunità per l'energia rinnovabile, dismissione

impianti GPL e Gasolio e ampliamento dell'utilizzo delle pompe di calore, etc.) si ritiene di poter raggiungere una riduzione di energia primaria superiore al 35% entro il 2030 come previsto dalla Linee guida per l'Energy Management del gruppo Provincia.

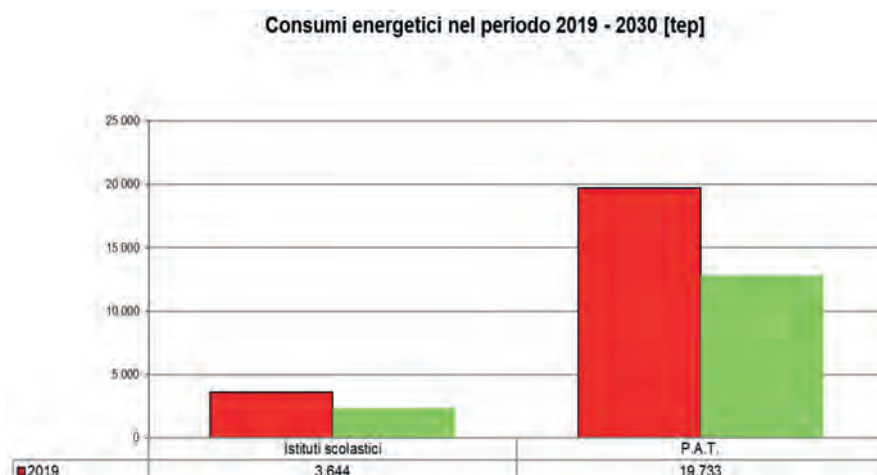


Figura 6

Riduzione dei consumi di energia primaria a seguito degli interventi di efficientamento energetico, razionalizzazione utilizzo e produzione di energia da fonte rinnovabile.





Scenari di decarbonizzazione al 2030

Sezione 2 | GLI SCENARI PREVISIONALI

Scenario di riduzione delle emissioni comparto industriale Trentino

Per approfondire vedasi l'Allegato Tecnico 7

1. Introduzione

Il presente capitolo riporta l'analisi dei potenziali delle riduzioni di emissioni di anidride carbonica del settore industriale produttivo trentino. Esso si concentra sulle industrie in cui si ha un processo produttivo che porta ad un prodotto tangibile, quindi le attività estrattive e manifatturiere, codificate con le classi ATECO B e C. Sono state dunque escluse le classi merceologiche delle "Costruzioni" (Classe ATECO F) e di "Energia ed acqua" (Classe ATECO D ed E).

Lo scenario analizza e quantifica la riduzione delle emissioni legate al settore industriale tramite categorie di interventi riconducibili prevalentemente ai processi industriali e alla copertura dei consumi con energia da fonti rinnovabili, e in questo capitolo sono esposte quelle a maggior impatto in termini complessivi sull'intero territorio provinciale. Lo studio integrale è riportato nell'Allegato Tecnico 7 del Piano ed esplora tutto l'insieme dei possibili interventi, anche quelli che non danno seguito a sostanziali riduzioni di emis-

sioni, riconoscendone la validità su casi specifici, anche sulla scorta di quanto contenuto nel "Reference Document on Best Available Techniques for Energy Efficiency" del febbraio 2009. Si cita in particolare la possibilità di recupero del calore di scarto, anche ai fini della predisposizione di impianti di teleriscaldamento e la microcogenerazione.

La tipologia di interventi di risparmio energetico ottenibile tramite la riduzione della dispersione del calore nei fabbricati industriali a seguito di interventi di efficientamento energetico rientra tra quelli assimilabili al settore terziario e residenziale, sebbene con alcune ulteriori opportunità come lo sfruttamento del calore di processo per il riscaldamento degli ambienti adibiti ad ufficio. Tuttavia gli approcci sono gli stessi del Capitolo 3 della presente Sezione: "Scenario di riqualificazione energetica degli edifici residenziali in trentino" e pertanto ci si può rifare ad essi per comprendere la strategia provinciale.

2. Composizione del tessuto industriale trentino

Come riportato in Tabella 1, su un totale di 3.227 imprese attive nel 2016, anno di riferimento del Bilancio Energetico Provinciale, l'81,4% è caratterizzato da microimprese, il 15,5% da piccole imprese, il 2,8% da medie imprese e solo il 0,3% da grandi imprese.

La struttura industriale trentina è dunque prevalentemente composta da piccole e medie aziende. Alcune delle 3.227 aziende presentano più siti sul territorio provinciale.

Classi di addetti	Micro-imprese	Piccole imprese	Medie imprese	Grandi imprese	
	0-9	10-49	50-249	> 250	totale
Numero di imprese dell'industria in senso stretto [-]	2.628	500	89	10	3.227
Percentuale classi di addetti sul totale [%]	81,4%	15,5%	2,8%	0,3%	100%

Tabella 1

Imprese dell'industria per classi dimensionale di addetti e settore di attività economica, dati riferiti all'anno 2016

La suddivisione in classi merceologiche dell'industria produttiva è riportata nella Tabella 2.

Numero di imprese [-]						
Codice	Classe di addetti	Micro-imprese	Piccole imprese	Medie imprese	Grandi imprese	Totale
B	Attività estrattiva	54	17	0	0	71
CA	Industrie alimentari, delle bevande e del tabacco	278	89	17	1	385
CB	Industrie tessili, abbigliamento, pelli ed accessori	124	13	6	1	144
CC	Industrie del legno, mobilio, della carta e stampa	809	117	10	1	937
CE	Fabbricazione di sostanze e prodotti chimici, produzione di articoli farmaceutici e botanici	18	8	5	2	33
CG	Fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche, altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi	259	58	10	2	329
CH1.1	Fabbricazione di metalli di base e lavorazione di prodotti in metallo, esclusi macchine e impianti	400	100	18	1	519
CH2	Fabbricazione di computer, apparecchi elettronici ed ottici, apparecchi elettrici	73	20	5	0	98
CH1.2	Fabbricazione di macchinari e apparecchi n.c.a. e di mezzi di trasporto	149	58	15	2	224
CM	Altre attività manifatturiere, riparazione e installazione di macchine e di apparecchiature	464	20	3	0	487
Industria produttiva		2.628	500	89	10	3.227

Tabella 2

Numero di imprese e percentuale di incidenza della classe di addetti per settore merceologico dell'industria in senso stretto in provincia di Trento, nel 2016

L'analisi effettuata ha permesso di quantificare e ripartire i consumi nelle varie classi merceologiche. I risultati della ripartizione sono sintetizzati in Figura 1 e Figura 2. I consumi sono distinti per classe merceologica e per vettore energetico. Per i consumi termici

sono stati considerati i soli consumi del metano, in quanto gli altri vettori sono stati considerati trascurabili ai fini del presente documento. L'anno di riferimento è il 2016, anno con la maggior copertura dati, necessari ai fini dell'elaborazione.

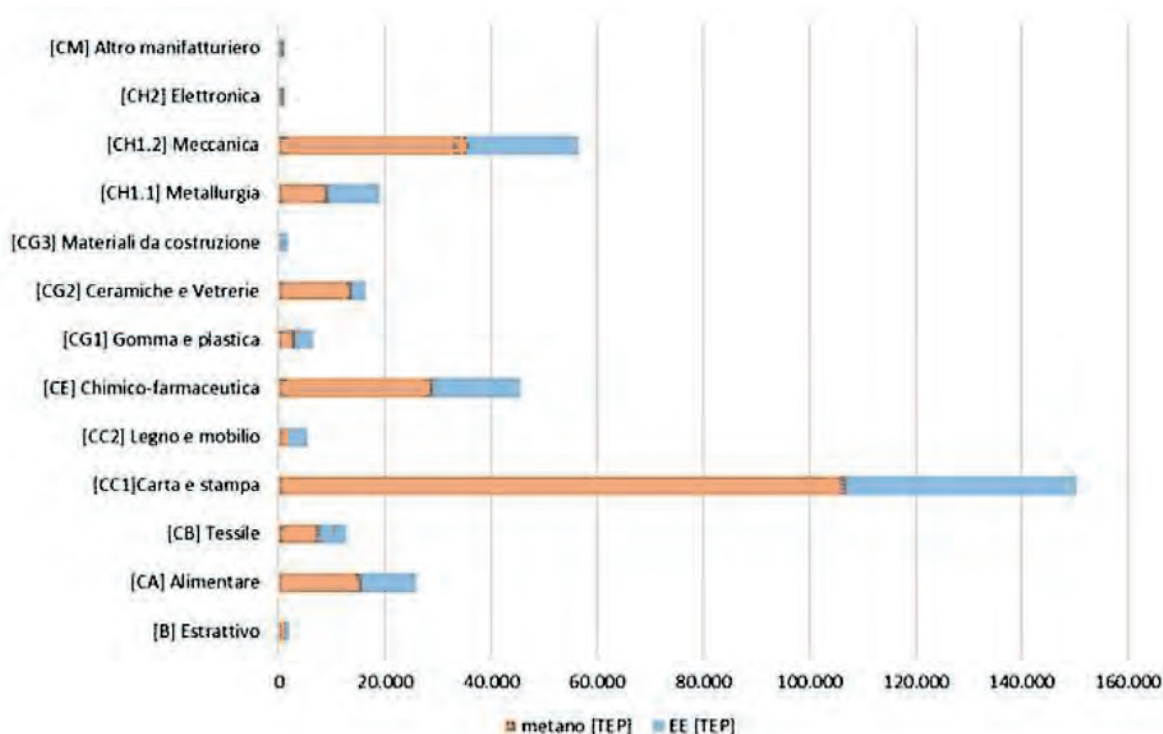


Figura 1
Fabbisogni di metano ed elettrici per classe merceologica

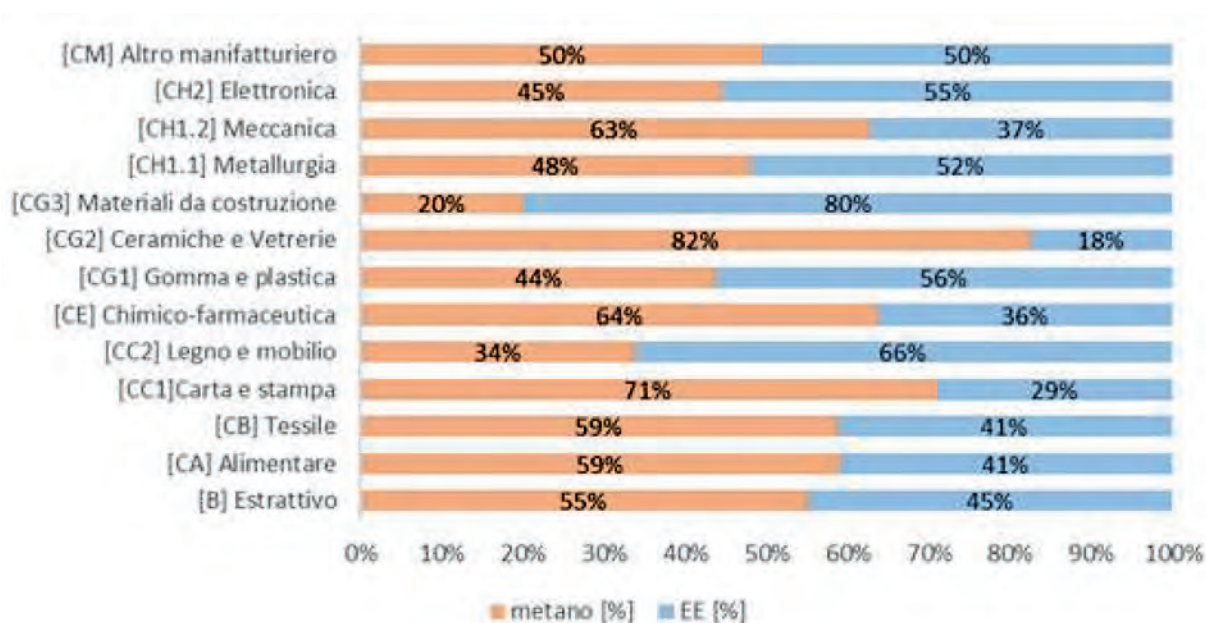


Figura 2
Ripartizione percentuale dei fabbisogni di metano ed elettrici per classe merceologica

Si riporta inoltre, in Tabella 3, la quantificazione dei consumi e delle rispettive emissioni per ciascuna classe merceologica.

<i>Classe industriale</i>	<i>Consumi di energia primaria [TEP]</i>	<i>Emissioni di anidride carbonica [tCO₂]</i>
Estrattivo	1.987,5	6.849,39
Alimentare	25.960,7	87.068,82
Tessile	12.626,4	42.426,40
Carta e stampa	150.274,8	461.520,20
Legno e mobilio	5.493,3	21.674,95
Chimico-farmaceutico	45.447,6	147.268,29
Gomma e plastica	6.416,1	23.816,86
Ceramiche e vetrarie	16.337,9	45.719,67
Materiali da costruzione	1.860,0	7.941,57
Metallurgia	18.979,7	68.583,10
Meccanica	56.509,5	184.685,06
Elettronica	1.101,7	4.066,98
Altro manifatturiero	1.125,4	4.022,32
<i>Totali</i>	344.120,5	1.105.643,61

Tabella 3

Consumi ed emissioni per classe industriale

3. Potenziale teorico di riduzione delle emissioni climalteranti

Ai fini dell'individuazione del potenziale di riduzione delle emissioni e della successiva individuazione degli obiettivi e delle strategie sono state considerate tre principali aree di intervento, che sono tra loro complementari e sinergiche: (1) l'efficienza energetica, che permette un taglio dei consumi tramite l'ammodernamento tecnologico dei processi produttivi, (2) la generazione di energia in loco, in particolare tramite la diffusione del fotovoltaico, che permette di sostituire l'energia prodotta da fonti fossili con quella generata da fonte rinnovabile, e (3) la diffusione di sistemi di gestione dei processi, che permette di calibrare al meglio il funzionamento degli stessi ed evitare dunque utilizzo di energia non necessaria.

3.1 / Efficienza energetica: l'ammodernamento tecnologico dei processi produttivi

Per calcolare il potenziale teorico, per ogni classe merceologica è stato stimato il risparmio energetico massimo raggiungibile a seguito dell'efficientamento dei diversi comparti tecnologici caratteristici di quella classe. A causa della indisponibilità di dati specifici, non sono state valutate le potenzialità di risparmio energetico per l'industria estrattiva e delle altre attività manifatturiere diverse da quelle elencate.

Come riportato in Tabella 4, il potenziale complessivo di riduzione del consumo energetico raggiungibile tramite l'ammodernamento tecnologico è del 24,8%, corrispondente a un risparmio massimo di energia primaria di quasi 85.487 TEP. L'efficienza energetica generata permetterebbe inoltre un risparmio in termini economici per le aziende, riportato nella penultima colonna. Tale risparmio è stato valutato ipotizzando un prezzo medio dei vettori energetici per utenze industriali.

CLASSI MERCEOLOGICHE		Consumo di energia primaria anno 2016 [TEP]	Percentuale massima di risparmio [%]	Risparmio massimo di energia primaria [TEP]	Risparmio economico associato agli interventi [€]	Risparmio di emissioni di CO ₂ [tCO ₂]
CA	INDUSTRIA DI CARTA E STAMPA	150.275	22%	32.571	23.185.146	94.310
CH1.2	INDUSTRIA MECCANICA	56.510	32%	18.231	12.262.573	51.511
CE	INDUSTRIA CHIMICO-FARMACEUTICA	45.448	23%	10.323	7.720.702	30.557
CA	INDUSTRIA ALIMENTARE	25.961	24%	6.139	4.851.910	18.637
CH1.1	INDUSTRIA METALLURGICA	18.980	33%	6.338	4.851.079	18.959
CG2	INDUSTRIA DI CERAMICA E VETRARIA	16.338	33%	5.325	2.738.182	13.537
CB	INDUSTRIA TESSILE	12.626	18%	2.296	1.991.882	7.288
CG1	INDUSTRIA DI GOMMA E PLASTICA	6.416	33%	2.096	2.693.667	8.217
CC2	INDUSTRIA DI LEGNO E MOBILIO	5.493	26%	1.434	1.271.442	4.600
CG3	INDUSTRIA DI MATERIALI DA COSTRUZIONE	1.860	24%	455	497.177	1.627
CH2	INDUSTRIA ELETTRONICA	1.102	25%	278	234.924	871
CB	INDUSTRIA ESTRATTIVA	1.988	0%	-	-	-
CM	INDUSTRIA DI ALTRO MANIFATTURIERO	1.125	0%	-	-	-
Totale		344.121	24,8%	85.487	62.298.682	250.114

Tabella 4

Potenziale di risparmio conseguibile tramite ammodernamento tecnologico dei processi rispetto all'anno di baseline 2016

3.2 / Diffusione del fotovoltaico

Delle fonti energetiche rinnovabili analizzate, è stata individuata nel fotovoltaico una potenziale significativa diffusione, anche nell'ottica della costituzione di comunità energetiche industriali.

Nella Provincia autonoma di Trento sono presenti circa 719 ettari di coperture industriali (fonte: Catasto). Tale superficie è stata utilizzata per il calcolo del potenziale teorico. In considerazione di eventuali falde e ombreggiamenti, criticità tecnico-economiche o al-

tri possibili impedimenti all'installazione, il potenziale tecnico è stato calcolato sul 50% della superficie a disposizione.

Con tali ipotesi di partenza, la potenza massima tecnicamente installabile risulta essere pari a circa 480 MW nei quali sono compresi i 48 MW già presenti sulle coperture industriali trentine. Il potenziale tecnico esplicabile quindi si riduce a 432 MW, come riportato in Tabella 5.

Tecnologia	Installazione fotovoltaico	Produzione annua stimata [TEP]	Risparmio di emissioni [tCO ₂]
Potenziale teorico	959 MWp	82.513	391.169
Potenziale tecnico	432 MWp	37.128	176.015

Tabella 5

Potenziale teorico e potenziale tecnico conseguibili tramite la diffusione del fotovoltaico industriale

3.3 / Sistemi di gestione e di monitoraggio dell'energia

Tra gli elementi innovativi del prossimo decennio, la digitalizzazione del settore industriale sembra destinata ad avere un forte peso. All'interno di questa innovazione, a livello energetico troveranno applicazione, tra gli altri, i sistemi di gestione (cosiddetti data-driven strategies), che si avvalgono dell'utilizzo e dell'analisi dei cosiddetti Big Data per ottenere risposte efficienti ed immediate per le diverse esigenze produttive.

La tecnologia Data Driven elabora i dati monitorati e implementa una logica di controllo automatico sul ciclo produttivo sulla base di una programmazione pregressa. In questo modo il sistema si auto regola per raggiungere la massima efficienza energetica. Il costo del sistema Data Driven permette risparmi energetici che possono essere stimati attorno al 15%.

All'interno della categoria dei sistemi di gestione sono presenti i sistemi di monitoraggio, che di fatto rap-

presentano parte integrante di un sistema completo, ma che a volte vengono utilizzati singolarmente. L'implementazione del solo sistema di monitoraggio non consente di migliorare l'efficienza del ciclo produttivo in maniera automatica: è sempre necessario analizzare i dati forniti ed elaborare una strategia di riduzione dei consumi. Per questo motivo si considera che il risparmio medio si abbassi al 5%. La sua diffusione è dovuta al minor costo di installazione rispetto ad un più complesso sistema di gestione.

Ad oggi la tecnologia dei sistemi di gestione si sta diffondendo, seppur con una certa lentezza, anche nella Provincia autonoma di Trento. Tenzialmente sono le aziende di grande dimensione e più strutturate a farne uso e come citato sono soprattutto i sistemi di monitoraggio ad essere preferiti.

In Tabella 6 si riporta il potenziale teorico di riduzione conseguibile a seguito dell'installazione dei sistemi di gestione e monitoraggio.

Tecnologia di gestione*	Potenziale di risparmio	Potenziale di energia risparmiata [TEP]	Potenziale di riduzione di CO2 [tCO2]
Solo sistema di monitoraggio	5%	13.006	55.535
Sistema di gestione	15%	39.018	166.606

*NB: in una singola azienda è possibile installare solo uno dei due sistemi

Tabella 6

Potenziale di riduzione conseguibile tramite la diffusione dei sistemi di monitoraggio e dei sistemi di gestione



4. Scenario “PAT Obiettivo”

In questa sezione si tratta lo scenario “Pat obiettivo”, scenario target per il territorio trentino.

La tabella 7 riporta lo scenario di riduzione “Pat obiettivo” per ciascuna delle aree di intervento successivamente approfondite.

Area d'intervento	Riduzione consumi [TEP]	Percentuale di risparmio dei consumi (TEP) 2016-2030	Riduzione emissioni [tCO ₂]	Percentuale di risparmio delle emissioni (CO ₂)
Ammodernamento tecnologico	42.743	12,4%	125.057	11,3%
Fotovoltaico	8.944	3,8%	42.246	3,8%
Sistemi di gestione dell'energia	18.421	6,4%	71.666	6,6%
Totale	64.128	22,6%	238.969	21,6%

Tabella 7

Obiettivo di riduzione “Pat obiettivo” 2016-2030 delle aree di intervento analizzate

4.1 / Efficienza energetica: l'ammodernamento tecnologico dei processi produttivi

A partire dal potenziale massimo di risparmio della tabella 4 si sono calcolati i possibili scenari relativi all'evoluzione del fabbisogno di energia primaria dell'industria, riportati in Figura 3:

- scenario BASE, corrispondente ad una riduzione dei consumi dell'1,8% rispetto al livello del 2020, che descrive l'evoluzione del sistema energetico con le politiche e le misure correnti (scenario Business As Usual);
- scenario PNIEC, corrispondente ad una riduzione dei consumi del 5,7% rispetto al livello del 2020, che considera il rafforzamento delle politiche e delle misure secondo quanto previsto dal PNIEC;
- scenario “PAT massimo risparmio”, che rappresenta graficamente il potenziale massimo di risparmio di energia primaria individuato nel paragrafo 3.1: la riduzione del consumo è del 24,8% al 2030 rispetto al 2016;
- scenario “PAT obiettivo”, lo scenario scelto, che prevede plausibile l'intervento sul 50% del totale del potenziale massimo e corrisponde pertanto a una riduzione dei consumi del 12,4% rispetto al 2016;

In ragione della sussistenza di vincoli e/o limitazioni più o meno rilevanti di carattere tecnico, così come la singolare caratterizzazione delle diverse realtà aziendali e la carenza di una serie robusta di dati riguardanti gli interventi già posti in essere, si ritiene ragionevole e prudente considerare il perseguimento dello scenario “PAT obiettivo” con una penetrazione degli interventi di efficienza energetica in termini di ammodernamento tecnologico dei processi produttivi del 50% rispetto al “PAT massimo risparmio”. Lo scenario “PAT obiettivo” include gli investimenti totali che si prevede plausibile verranno effettuati nel prossimo decennio, comprensivi quindi sia dell'innovazione tecnologica che della dismissione di macchinari giunti a fine vita che vengono sostituiti con versioni più efficienti, interventi che possono essere ricompresi nella manutenzione ordinaria e straordinaria.

Lo scenario considera inoltre l'effetto sul 2020 della pandemia da COVID-19 come contrazione momentanea dei consumi, prevedendo poi la ripresa dell'andamento tendenziale a partire dal 2021.

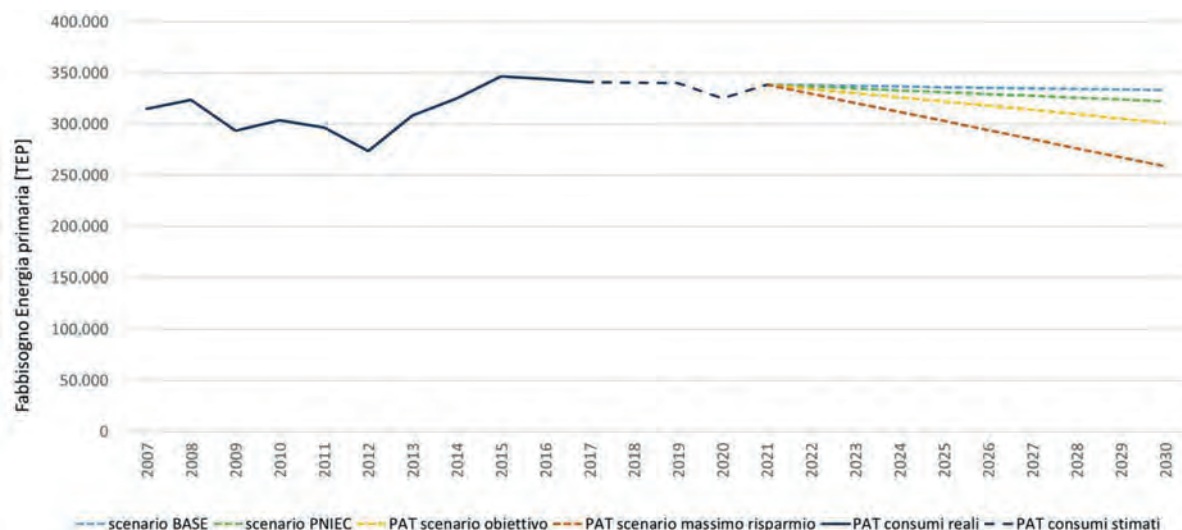


Figura 3

Scenari di evoluzione del fabbisogno di energia primaria dell'industria trentina al 2030 a seguito di ammodernamento tecnologico dei processi

In Tabella 8 sono riportati i fabbisogni di energia primaria dell'industria trentina relativi al 2016 (dato reale), al 2021 e al 2030 secondo lo scenario individuato "Pat obiettivo".

Consumo energia primaria anno 2016 [TEP]	Consumo energia primaria anno 2021 [TEP]	Consumo anno 2030 [TEP]	Percentuale di risparmio sui consumi 2016-2030	Risparmio di energia 2016-2030 [TEP]	Risparmio di emissioni 2016-2030 [tCO ₂]
344.120,5	338.524,3	301.377,2	12,4%	42.743	125.057

Tabella 8

Consumi e risparmi stimati per lo scenario Pat obiettivo relativo all'ammodernamento tecnologico dei processi

Aspetti economici

Per i diversi comparti tecnologici sono stati analizzati i costi totali per un loro ammodernamento, le frazioni di investimento "auto-sostenibile" dalle industrie, in ragione di tempi di ritorno di tre anni, e il cosiddetto

"surplus di investimento", ossia la frazione su cui è possibile valutare un eventuale contributo esterno per riportare i costi degli interventi a una convenienza di mercato. I risultati sono riportati in Tabella 9 e in Figura 4.

Comparti di intervento	ILLUMINAZIONE	ARIA COMPRESSA	MOTORI ELETTRICI	FORNI	CENTRALE TERMICA	GRUPPI FRIGORIFERI	GENERATORE DI VAPORE	PRESSE A INIEZIONE	CARICABATTERIE	Totale
Tempo di ritorno medio [anni]	3,0	4,0	4,0	4,5	5,0	5,5	5,5	6,0	10,0	-
COSTI DI INTERVENTO [€]	3.838.638	59.230.204	35.591.692	41.513.138	16.629.567	5.259.186	52.043.311	5.374.656	1.297.004	220.777.394
Costi auto-sostenibili [€]	3.838.638	44.422.653	26.693.769	27.675.425	9.977.740	2.868.647	28.387.260	2.687.328	389.101	146.940.561
Surplus di investimento [€]	0	14.807.551	8.897.923	13.837.713	6.651.827	2.390.539	23.656.050	2.687.328	907.903	73.836.833
RISPARMIO ENERGIA PRIMARIA [TEP]	1.599	18.509	11.033	21.792	7.900	1.169	22.203	1.120	162	85.487
RISPARMIO ECONOMICO [€]	2.789.708	13.814.434	19.243.190	9.312.681	3.376.082	2.038.444	9.488.366	1.953.000	282.777	62.298.682
Riduzione di CO ₂ connessa [tCO ₂]	7.582	54.736	52.303	52.018	18.858	5.540	52.999	5.308	769	250.114

Tabella 9

Costi e risparmi conseguibili per diverse tipologie di intervento di ammodernamento tecnologico

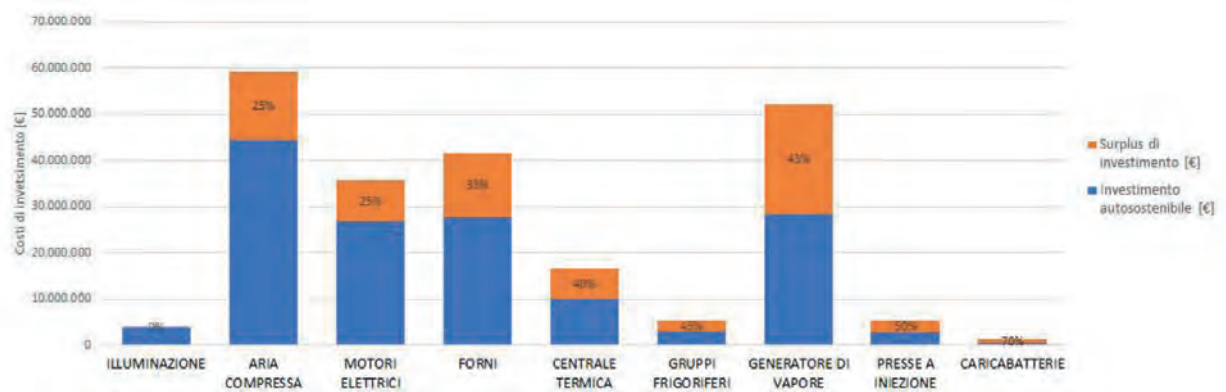


Figura 4

Rappresentazione costi di investimento per l'ammodernamento tecnologico dei processi industriali in riferimento all'anno di baseline (2016)

Si consideri che i valori riportati riguardano i costi per efficientare ciascun comparto tecnologico nel suo complesso, ovvero per il raggiungimento del potenziale massimo individuato a pag. 6.

Gli interventi più interessanti coinvolgono aria compressa, motori elettrici, i forni e i generatori di calore, poiché essi risultano essere i più riproducibili, quelli

che determinano un potenziale di risparmio maggiore e un surplus di investimento relativamente contenuto. Partendo dalla Tabella 9 e dalle considerazioni sopra riportate, sono stati valutati diverse possibilità di attuazione con le possibili riduzioni connesse allo scenario PAT obiettivo, ottenendo il valore medio di costo riportato in Tabella 10.

	SCENARIO PAT OBIETTIVO 2021-2030 EFFICIENTAMENTO ENERGETICO
COSTI DI INTERVENTO [€]	95.547.844
Costi auto-sostenibili [€]	64.047.960
Surplus di investimento [€]	31.499.884

Tabella 10

Costi di intervento relativi al raggiungimento dello scenario "Pat obiettivo"

Si riportano in Tabella 11 i risparmi medi conseguibili, i costi intervento e i tempi di ritorno per gli interventi analizzati, che sono serviti per stimare i costi cumulati necessari per il raggiungimento dell'obiettivo. I dati riportati sono il risultato di valutazioni di mercato per

la parte costi e di diagnosi energetiche per la parte risparmi e sono da considerarsi a mero titolo indicativo vista la variabilità della dimensione e della complessità degli interventi a seconda della situazione della singola azienda e delle dimensioni della stessa.

Comparto tecnologico	Tipologia di intervento	Risparmio energetico medio sul comparto	Risparmio energetico medio	Investimento medio	Tempo di ritorno medio	Costo specifico medio	Vita tecnica*
		[%]	[TEP]	[€]	[anni]	[€/TEP]	[anni]
ARIA COMPRESSA	Riqualificazione + recupero di calore	20%(elettrico)	12,5	40.000	4,0	3.200	20
GRUPPI FRIGO	Free-cooling	20% (elettrico)	20,0	80.000	5,0	4.000	20
MOTORI ELETTRICI	Riqualificazione	15% (elettrico)	6,2	20.000	4,0	3.226	20
CENTRALE TERMICA	Riqualificazione	18% (termico)	38,0	80.000	5,0	2.105	20
ILLUMINAZIONE	Riqualificazione	45% (elettrico)	12,5	30.000	3,0	2.400	15
CARICABATTERIE	Riqualificazione	10% (elettrico)	1,3	10.000	10,0	8.000	15
PRESSE A INIEZIONE	Riqualificazione	50% (elettrico)	25,0	120.000	6,0	4.800	20
FORNI	Recupero di calore	40% (termico)	42,0	80.000	4,5	1.905	20
GENERATORI DI VAPORE	Riqualificazione	18% (termico)	64,0	150.000	5,5	2.344	20
MONITORAGGIO E TECNOLOGIE DATA DRIVEN		10% (elettrico e termico)	20	25.000	2,0	1.250	10

Note: *Vita tecnica, valore tratto dal DM 20 luglio 2004, Allegato A [52]

Impianto di produzione	Autoconsumo medio	Risparmio di emissioni medio	Investimento medio	Tempo di ritorno medio	Costo specifico medio	Vita tecnica*
	[%]	[kgCO ₂]	[€]	[anni]	[€/kgCO ₂]	[anni]
FOTOVOLTAICO	70%	40,77	125.000	7,5	3.066	20
Impianto di produzione	Risparmio energetico medio	Risparmio energetico medio	Investimento medio	Tempo di ritorno medio	Costo specifico medio	Vita tecnica*
	[%]	[TEP]	[€]	[anni]	[€/TEP]	[anni]
COGENERAZIONE	15% (energia primaria)	250	600.000	4,5	2.400	20

Note: *Vita tecnica, valore tratto dal DM 20 luglio 2004, Allegato A [45]

Tabella 11

Risparmi conseguibili e investimenti medi per singola tipologia di intervento di ammodernamento tecnologico

4.2 / Diffusione del fotovoltaico

In Figura 5 vengono riportati i possibili scenari di evoluzione della potenza fotovoltaica installata in ambito industriale fino al 2030 nel territorio della Provincia autonoma di Trento. I dati fino al 2019 sono stati estrapolati dai rapporti annuali sul fotovoltaico redatti dal GSE:

- PAT tendenziale (linea grigia): evoluzione 2020÷2030 della potenza installata nella PAT considerando un incremento percentuale annuale pari alla media registrata dal 2016 al 2019 ovvero del 2,15% annuo;
- PNIEC con politiche vigenti (linea verde): evoluzione 2020÷2030 della potenza installata nella PAT considerando lo stesso incremento percentuale

annuale medio considerato nel PNIEC a livello nazionale; si nota come lo scenario PAT tendenziale sia molto prossimo allo scenario PNIEC con politiche vigenti;

- PNIEC obiettivo (linea blu): evoluzione 2020÷2030 della potenza installata nella PAT considerando lo stesso incremento percentuale annuale medio considerato nel PNIEC obiettivo a livello nazionale;
- PAT potenziale tecnico (linea celeste): potenziale tecnico massimo installabile come calcolato nel capitolo precedente.
- PAT obiettivo (linea gialla): scenario scelto, che tiene in considerazione la diffusione del fotovoltaico nelle principali aree industriali del territorio, ubicate in prossimità di centri abitati.

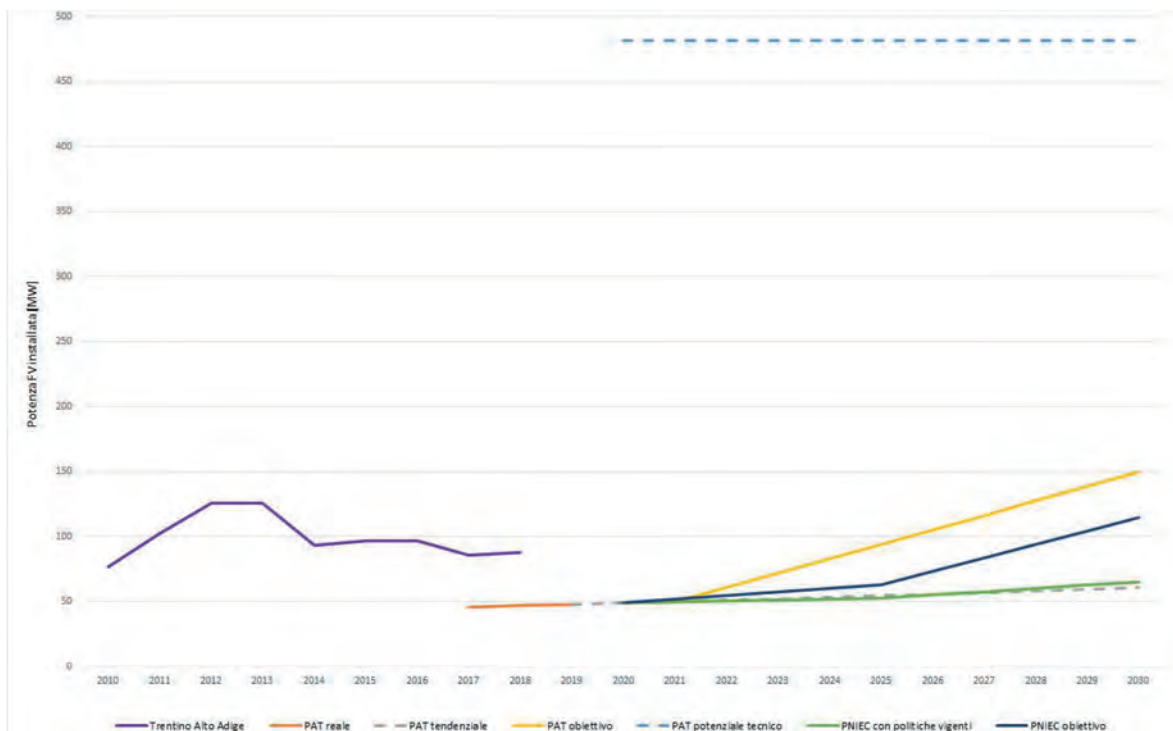


Figura 5

Scenari di evoluzione della diffusione del fotovoltaico industriale al 2030

Lo scenario “Pat obiettivo” considera le superfici utilizzabili dei principali distretti industriali provinciali, elencati in Tabella 12. Si ottiene un potenziale tecnico pari a circa 150 MW che include anche gli impianti già esistenti. La scelta di considerare tali zone

all’interno dello scenario Pat obiettivo è dovuta al potenziale risolto dato dalla diffusione delle comunità energetiche, vista la loro prossimità ai centri urbani, che permetterebbe dunque un aggregato favorevole allo sfruttamento di tale possibilità.



Zona industriale	Superfici di coperture industriali [ha]	Potenziale installabile [MWp]
Rovereto Località produttiva II	26,10	34,80
Rovereto zona Manifattura	1,06	1,42
Arco zona industriale est	4,12	5,50
Arco zona industriale ovest	8,70	11,60
Riva zona industriale	1,93	2,57
Riva zona Cartiere del Garda	1,27	1,69
Tione zona industriale	0,96	1,29
Pergine (Cirè)	3,29	4,38
Borgo zona industriale	3,53	4,71
Lavis zona industriale nord	4,75	6,34
Lavis zona industriale sud	11,26	15,01
Trento nord (Gardolo) zona industriale	40,35	53,80
Trento(Ravina)	4,88	6,51
Potenziale tecnico massimo (Pat obiettivo):	112,22	150

Tabella 12

Potenziale fotovoltaico delle zone industriali trentine principali

Per la quantificazione dello scenario Pat obiettivo, ai 150 MWp individuati in Tabella 12 sono stati sottratti i 50 MWp già installati al 2020, ipotizzando a favore di sicurezza che siano stati installati tutti nelle zone individuate. Si individua un potenziale tecnico residuo di 100 MWp.

Considerando una produttività di 1GWh per ogni MWp installato e considerando il 100% di autoconsumo grazie all'abbinamento con sistemi a batteria che consentono l'immagazzinamento momentaneo dell'energia prodotta, si individuano i risparmi di energia primaria e di emissioni di CO2 riportati in Tabella 13.

Potenza totale installata al 2030	Risparmio stimato 2016-2030 [TEP]	Riduzione delle emissioni [tCO2]
150 MWp	8.944	42.246

Tabella 13

Produzione e risparmi stimati per lo scenario Pat obiettivo relativo alla diffusione del fotovoltaico

Aspetti economici

In Tabella 14 e in Figura 6 sono riportati i costi d'investimento necessari all'installazione della potenza fotovoltaica individuata nello scenario "Pat obiettivo", distinguendo tra costi auto-sostenibili e surplus di investimento.

	SCENARIO PAT OBIETTIVO GENERAZIONE DI ENERGIA IN LOCO
Tempo di ritorno medio [anni]	7,5
COSTI DI INTERVENTO [€]	124.416.495
Costi auto-sostenibili [€]	49.766.598
Surplus di investimento [€]	74.649.897

Tabella 14

Costi di intervento relativi alla diffusione del fotovoltaico come individuato nello scenario "Pat obiettivo".

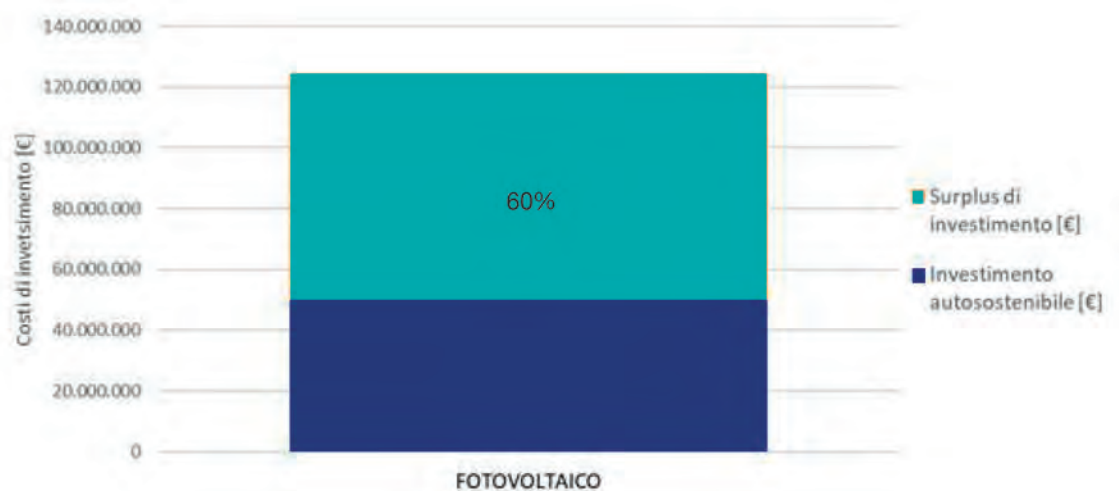


Figura 6

Rappresentazione costi di investimento per il raggiungimento della diffusione del fotovoltaico come individuato nello scenario "Pat obiettivo".

Si specifica che, poiché il fotovoltaico è considerato una tecnologia consolidata e ben conosciuta, è plausibile ritenere che sia possibile attivare una diffusione di massa anche con tempi di ritorno che superano i tre anni.

4.3 / Sistemi di gestione e di monitoraggio

Lo scenario "Pat obiettivo" al 2030 sottende le seguenti assunzioni:

- Riduzione consumi con sistema di monitoraggio: 5%
- Riduzione consumi con sistema Data Driven: 15%
- Numero imprese con monitoraggio al 2030 (40% del totale): 1.276 composte da sole piccole e micro imprese.

- Numero imprese con Sistemi di gestione dell'energia al 2030 (10% del totale): 335, composte da tutte le medie industrie (85) e una parte di piccole industrie (250). Nel complesso le medie imprese sarebbero 89, ma a fronte della presenza in provincia di 14 aziende aderenti alla certificazione ISO 50001, è plausibile pensare che 10 di esse siano le grandi industrie mentre le restanti quattro siano medie industrie.

Si prevede pertanto al 2030 di avere una penetrazione complessiva dei sistemi di gestione e di monitoraggio di circa il 50%. Sulla base di tali considerazioni è stato stimato lo scenario "Pat obiettivo" e sono stati stimati i risparmi di energia primaria, economici e di emissioni come riportato in Figura 7 e in Tabella 15.

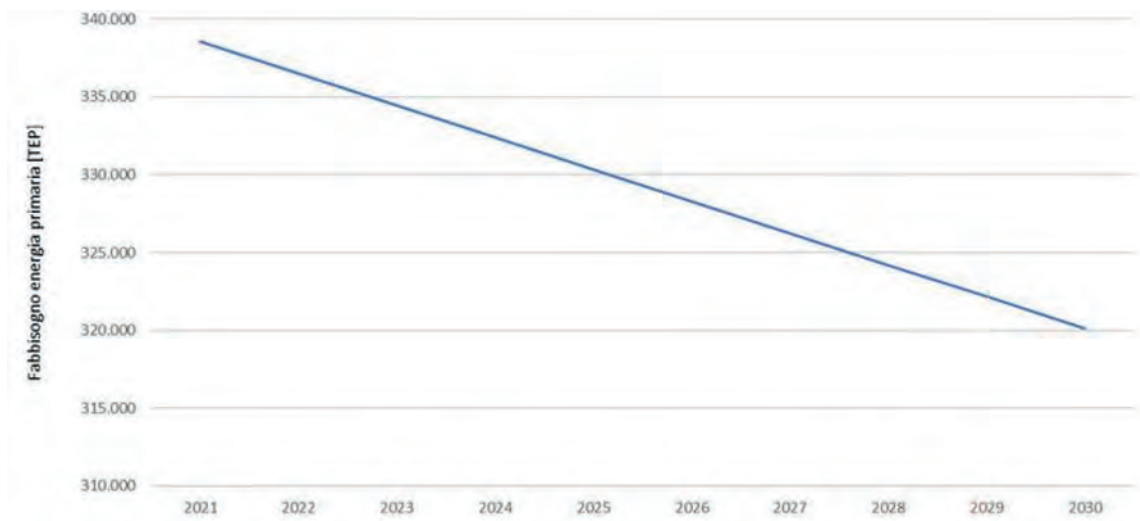


Figura 7

Scenario "Pat obiettivo" del fabbisogno di energia primaria dell'industria trentina al 2030 a seguito della diffusione dei sistemi di gestione

Tecnologia	Riduzione dei consumi	Risparmio di energia [TEP]	Risparmio tCO ₂ connesso
Sistema di monitoraggio	5%	3.571	15.250
Sistema di gestione	15%	14.849	56.417
Totale	-	18.421	71.666

Tabella 15

Produzione e risparmi stimati per lo scenario Pat obiettivo relativo alla diffusione dei sistemi di gestione e di monitoraggio

Aspetti economici

Per il calcolo dei costi, si è considerato che in piccoli impianti produttivi i consumi monitorati sono solamente elettrici, e quindi caratterizzati da una maggior facilità di monitoraggio e di installazione dei misuratori e di cablaggio. Le grandi industrie hanno solitamente sistemi di produzione più complessi, in cui è neces-

sario un monitoraggio del calore oltre che dell'energia elettrica. L'installazione di misuratori di portata per la contabilizzazione del calore è più complicata e costosa. In entrambi i casi la voce di costo del personale specializzato è rilevante.

In Tabella 16 sono riportati i costi di investimento e i risparmi connessi dello scenario Pat obiettivo.

	SOLO SISTEMI DI MONITORAGGIO	SISTEMI DATA DRIVEN	TOTALE
Tempo di ritorno medio [anni]	2,0	2,0	2,0
COSTI DI INTERVENTO [€]	12.758.537	13.400.000	26.158.537
Costi auto-sostenibili [€]	12.758.537	13.400.000	26.158.537
Surplus di investimento [€]	-	-	-
RISPARMIO DI ENERGIA PRIMARIA [TEP]	3.571	14.849	18.421
RISPARMIO ECONOMICO [€]	5.288.629	18.078.466	23.367.095
Riduzione emissioni di CO₂ connessa [tCO₂]	15.250	56.417	71.666

Tabella 16

Investimento necessario all'implementazione di sistemi di monitoraggio e gestione dell'energia nell'industria trentina come individuato nello scenario "Pat obiettivo"

Dalla Tabella 16 emerge che i costi di investimenti per il raggiungimento di una copertura del 50% come descritto precedentemente, ammontano a circa 26 milioni di euro in totale. Tale costo d'investimento è

considerato autosostenibile, sebbene sia necessaria una sensibilizzazione in merito alla validità e all'utilità di tali sistemi.

5. Conclusioni

Complessivamente gli interventi sopra delineati, suddivisi tra ammodernamento tecnologico dei processi di produzione, diffusione del fotovoltaico e dei sistemi di gestione dell'energia, prevedono una riduzione dei

consumi di energia primaria di 64.128 TEP, pari al 22,6% dei consumi industriali, corrispondente a una contrazione delle emissioni del 21,6%, come riportato in Tabella 7.





Scenari di decarbonizzazione al 2030

Sezione 2 | GLI SCENARI PREVISIONALI

Scenario di riduzione dei consumi del settore dei trasporti: la mobilità sostenibile

1. Introduzione

La mobilità delle persone e delle merci è il risultato di un complesso fenomeno di interazione economica e sociale tra il sistema delle attività residenziali, economiche e produttive, distribuite sul territorio, ed il sistema dei trasporti: quest'ultimo, quale insieme di infrastrutture, veicoli ed organizzazione della circolazione, è il presupposto ed al tempo stesso la conseguenza dello sviluppo economico di una comunità¹.

Come evidenziato dal Bilancio energetico, il settore dei trasporti nel suo complesso pesa per circa il 30% sul consumo totale di energia. Ciò è rilevante soprattutto per il limitato utilizzo di fonti di energia rinnovabile, che comporta una ricaduta in termini di emissioni climalteranti, corrispondente a quasi il 38,7% di emissioni di CO₂.

Si tratta indubbiamente di un argomento complesso, per la molteplicità di variabili in campo e per la trasversalità che il settore della mobilità interessa. Si tratta di un ambito che richiede da un lato grandi investimenti che si realizzano in tempi lunghi (infrastrutture) dall'altro azioni che coinvolgono in prima

persona i cittadini e le loro abitudini. Non sempre le due cose collimano: infrastrutture e mezzi di trasporto condiviso presuppongono flussi e percorsi definiti e regolari per poter essere messi in campo, viceversa le abitudini degli utenti tendono a richiedere flessibilità, variabilità di orario, puntualità del servizio. Spesso in questo frangente l'utente sottovaluta i costi economici ed ambientali dando prevalenza agli aspetti di comodità e praticità determinati dal mezzo privato che ne diviene pertanto la scelta preferenziale.

È necessario tuttavia agire fin da subito per indirizzare il settore dei trasporti verso la mobilità sostenibile. È utile, per darne una definizione, riprendere quanto riportato sul sito del Ministero dei Trasporti: se tradizionalmente il soddisfacimento del bisogno di mobilità ha sempre presupposto un notevole impatto in termini economici, sociali ed anche ambientali, la sfida della mobilità sostenibile è proprio quella di proporre un modello di mobilità che consenta il movimento con il minimo impatto ambientale e territoriale coniugando la prospettiva dell'interesse generale con quella

¹ <http://consultazioni.mit.gov.it/tema/mobilita-sostenibile-e-trasporto-pubblico-locale/mobilita-sostenibile-e-trasporto-pubblico#:~:text=La%20mobilit%C3%A0%20delle%20persone%20e,infrastrutture%2C%20veicoli%20ed%20organizzazione%20della>

dell'interesse particolare, di impresa ed individui. Secondo la definizione dell'OECD (Organizzazione Economica per la Cooperazione e lo Sviluppo), infatti, la Mobilità Sostenibile è la forma di mobilità *“che non mette in pericolo la salute della popolazione o degli ecosistemi e concilia la soddisfazione del bisogno di accessibilità con:*

- *l'uso di risorse rinnovabili in un tempo uguale o inferiore a quello che esse impiegano per riformarsi;*
- *l'uso di risorse non rinnovabili in misura uguale o inferiore al tasso di sviluppo di risorse alternative che siano rinnovabili”.*

Il Piano energetico ambientale provinciale 2021-2030 prevede necessariamente di accompagnare la transizione verso la mobilità sostenibile. Si tratta di un piano strategico prevalentemente orientato alla diminuzione delle emissioni climalteranti dovute a combustione energetica che, riguardo a questo specifico settore della mobilità, si concentra direttamente su alcuni temi rimandando poi a specifici piani settoriali gli approfondimenti necessari. In linea generale il presente capitolo si focalizza su due temi:

- **riduzione della necessità di trasporto con mezzi a combustione interna** incrementando gli spostamenti di breve durata con la ciclopedità ma anche utilizzando la tecnologia, favorendo l'home-working;
- **efficientamento dei mezzi e transizione a fonti rinnovabili** prevalentemente dei mezzi privati e indicazioni per i mezzi pubblici;

Il presente capitolo affronta queste due tematiche con riguardo agli impatti ambientali ed energetici, individuando le linee generali per il raggiungimento

delle finalità di decarbonizzazione, demandando agli strumenti della programmazione provinciale di settore le specifiche.

In merito agli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂, e dell'attuale compresenza di obiettivi provinciali che prevedono una diminuzione del 50% al 2030 rispetto al 1990 (cosiddetto Low Carbon +), e recente innalzamento della sfida in sede europea al 55%, si ritiene che sia proprio il settore di trasporti, con il 38,7% di emissioni sul totale del Trentino al 2015, l'ambito nel quale investire per innalzare l'asticella localmente dal -50% al -55%.

1.1 / La disciplina provinciale per la mobilità sostenibile

La Provincia autonoma di Trento con la legge provinciale n. 6 del 30 giugno 2017 ha affrontato il tema della pianificazione e gestione degli interventi in tema di mobilità sostenibile, che disciplina i Piani provinciali della Mobilità, istituisce il Mobility Manager della Provincia e prevede diverse azioni per l'attuazione della mobilità sostenibile, quali la promozione della realizzazione di Piani per gli spostamenti casa-lavoro e la concessione di bonus mobilità ai lavoratori virtuosi. Importanti riferimenti normativi e programmatori sono altresì costituiti dalla Legge provinciale n. 16/1993 - “Disciplina dei servizi pubblici di trasporto in Provincia di Trento”, dalla Legge provinciale n. 12/2010 - “Legge provinciale sulle piste ciclabili” e dalla Legge provinciale n. 15/2015 - “Legge provinciale per il governo del territorio”.



2. La mobilità in Provincia di Trento

2.1 / La domanda di mobilità: gli spostamenti

In termini di impatto sul sistema della mobilità, sulla base dei dati del censimento della popolazione del 2011 e di quanto elaborato nel bilancio energetico 2014-2016, gli spostamenti dei pendolari, ed in particolare quelli sistematici dei lavoratori, rappresentano indubbiamente una componente fondamentale. In Provincia di Trento il 56,2% della popolazione si sposta quotidianamente per ragioni di lavoro o di studio, ma mentre il modal split degli studenti è fortemente orientato sul trasporto pubblico, i lavoratori (che sono ben il 38,4% della popolazione) sono quelli che evidenziano, per varie ragioni (possesso della patente e

di un'auto, in primo luogo), un peggiore comportamento: lo split modale ad essi associato vede infatti la quota dell'auto attestarsi al 70,4%, rispetto alla media provinciale del 55%, mentre quella a favore della bicicletta fermarsi al 4,9%.

Il dato in Tabella 1, dall'annuario statistico dell'ISPAT, distribuisce la tipologia di spostamento relativo al tratto casa-lavoro e ne traccia la distribuzione a seconda del tipo di mezzo utilizzato. Come si vede l'automobile da conducente è il mezzo predominante usato per recarsi al lavoro. Si nota anche come sia in crescita l'utilizzo della bicicletta come mezzo di trasporto.

Anni	A piedi	Con un mezzo	Tipologia di mezzo				
			Mezzo collettivo	Automobile (conducente)	Automobile (passeggero)	Bicicletta	Altro mezzo privato
2001	16,6	82,8	8,7	66,6	4,1	3	1,3
2005	15,3	84,7	8,4	72	5	2,4	2
2010	15,7	84,3	8	70,8	3,5	3,4	2
2013	11,8	88,2	9,6	74,8	4,3	6,3	2,5
2014	15,7	84,3	9	71,3	3	4,9	2,1
2015	15,9	84,1	8,5	72	3,6	4	1,8
2016	9,8	90,2	10,9	71,4	4,8	6,1	2,7
2017	12,9	86,7	9,9	72,1	4,9	7,3	2,1

Tabella 1

Persone occupate di 15 anni e oltre che si recano al lavoro a piedi, con un mezzo e a seconda del mezzo (per 100 occupati che escono di casa per andare al lavoro) (2001-2017) - Annuario statistico P.A.T.

Partendo da questi dati e prendendo in considerazione la realtà trentina, per la quale la componente orografica e la dislocazione capillare dei centri abitati ha un peso consistente, di seguito la situazione relativa ai principali vettori di trasporto collettivo o esperienze sostenibili.

Mobilità ferroviaria:

Brennero, Valsugana, Trento Malè

Le tratte ferroviarie esistenti sul territorio trentino, sin dalla loro origine hanno rappresentato per il territorio una metropolitana di superficie. Negli ultimi anni, grazie ad investimenti provinciali, ad accordi con RFI e con la provincia di Bolzano e ad interventi di ammodernamento di strutture e del parco macchine, il trasporto ferroviario locale diviene sempre più connessione anche interna alla Provincia, specialmente come collegamento ai nuovi centri. La previsione di

riapertura di alcune stazioni locali, di investimenti nei punti di interscambio e nelle stazioni principali prosegue ulteriormente nell'obiettivo di incrementare il trasporto pubblico.

Mobilità autobus extraurbani e urbani.

Anche riguardo al trasporto pubblico su gomma, più capillare sia nel contesto urbano dei principali centri della provincia sia per il comparto extraurbano che raggiunge anche le realtà periferiche, la Provincia e la società concessionaria hanno proseguito negli investimenti sul parco macchine. Anche in risposta ad istanze territoriali sono state aggiunte corse dove sono state richieste e si è cercato di intervenire dando servizio anche nelle zone la cui utenza è debole. Nel tempo sono stati implementati anche i sistemi di comunicazione e di acquisto dei biglietti anche attraverso la creazione di app dedicate.

Esperienze di Car sharing e Car Pooling.

Negli ultimi anni si sono diffuse anche sul territorio provinciale alcune esperienze di condivisione dei mezzi. Per quanto riguarda il car sharing, le principali esperienze hanno riguardato alcuni enti pubblici, in primis la provincia stessa che ha avviato nella quasi totalità dei servizi un sistema di prenotazione dei veicoli con obbligo prioritario di utilizzo rispetto al mezzo privato. Anche la condivisione del mezzo attraverso il carpooling è diffusa sul territorio, in particolar modo grazie alle tecnologie digitali e alle app che ne riescono a garantire la programmazione.

Risulta tuttavia difficile analizzare i dati di questo tipo di condivisione.

In merito alla **mobilità ciclistica**, la rete ciclabile provinciale ha una lunghezza di 449 km di cui 23.62 km di percorsi attraversano il comune di Trento - città capoluogo - e circa 18 km il comune di Rovereto sull'asta dell'Adige. In ambito urbano del Comune di Trento i percorsi ciclabili coprono una lunghezza di

68,57 km (di cui 44,95 km di piste comunali + 23.62 km di piste provinciali), mentre nel Comune di Rovereto esistono 24 km di piste ciclabili e circa 11 km di percorsi che si sviluppano in promiscuità su strade a "basso traffico" (dati PUM dei Comuni).

Negli anni scorsi sono partite, anche in attuazione di quanto previsto dal PEAP 2013-2020, esperienze di bike sharing, in particolar modo nei principali centri urbani. Nel 2020 il Comune di Trento ha anche esteso il servizio ai monopattini utilizzabili in ambito urbano.

2.2 / Il parco veicolare pubblico e privato in Provincia di Trento: costituzione e consumi

Come analizzato in dettaglio nel Bilancio energetico provinciale 2014-2016, il settore dei trasporti è sicuramente critico dal punto di vista dell'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile e quindi di emissioni climateranti, a fronte degli alti consumi di prodotti petroliferi.

MISE	ANNO	Benzina				Gasolio motori				G.P.L.	
		Totale	Rete		Extra Rete	Totale	Rete ordinaria	Autostrad.	Extra rete	Totale	Autotraz. Extra Rete
			Ordinaria	Autostrad.							
	2014	82.587	66.931	2.757	12.899	354.386	140.602	10.785	202.999	10.352	1.001
	2015	82.690	65.653	2.704	14.333	291.506	144.170	10.730	136.606	10.399	925
	2016	81.000	62.719	2.567	15.714	287.102	143.262	9.704	134.136	9.002	832
	2017	69.827	52.887	2.495	14.445	298.109	123.115	9.305	165.689	8.420	919

Tabella 2

dati MISE. Valori in tonnellate riferiti alla Provincia di Trento.

Considerati i consumi (i consumi totali sono pari a 5073 GWh per l'anno 2016, considerato rappresentativo per il periodo di riferimento), il 2% è attribuibile alla 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%). Si fa notare che qui per "veicoli" si intendono tutti i mezzi di trasporto di qualsiasi categoria, sia su strada, sia su ferro, sia su fune.

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

Tabella 3

Baseline PAT 2016: Consumi trasporti.

Mix trasporti - PAT 2016

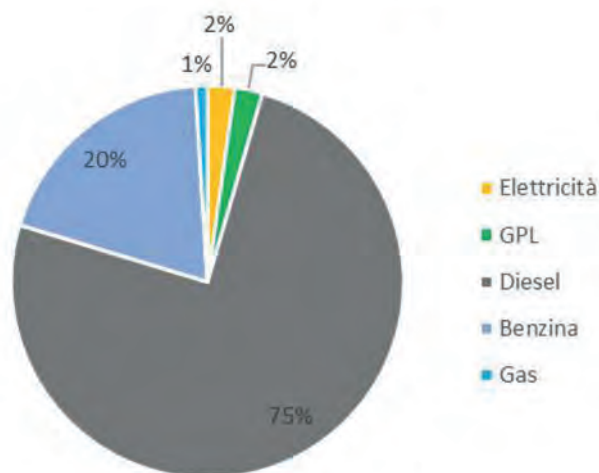


Figura 1

Baseline PAT 2016: ripartizione dei consumi trasporti.

In merito alla consistenza del parco veicoli, dai consumi dichiarati dal MISE ed in base a supposizioni di uso standard degli stessi, la composizione del parco

veicolare risulterebbe suddivisa come in Figura 2 a seguire.

Consumi trasporti - PAT 2016 (GWh)

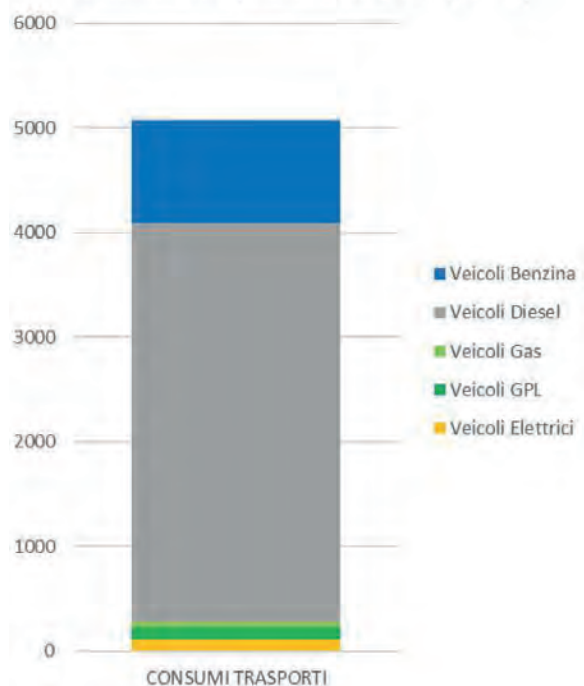


Figura 2

Baseline PAT 2016: Consumi trasporti.

Dai dati dell'annuario statistico dell'ISPAT, risulta una numerosità del parco veicoli tra il 1990 ed il 2019 come da Tabella 4. Si fa presente che l'alto numero di immatricolazioni è in ragione di una ridotta im-

posta di trascrizione in Trentino e che il quantitativo qui riportato non corrisponde necessariamente per tutte le categorie a quello circolante, che è, specialmente per le autovetture, significativamente inferiore.

	1990	2000	2010	2015	2018	2019
Autovetture	223.324	263.082	301.849	462.117	625.621	676.614
Autobus	767	1.084	1.353	1.313	1.293	1.287
Autocarri merci e speciali	23.510	31.568	45.651	68.259	101.558	96.937
Trattori o motrici stradali	1.547	2.388	2.322	1.796	2.495	2.650
Motocicli	25.117	30.095	49.697	54.725	62.463	64.903

Tabella 4

numerosità del parco veicoli (1990 - 2019)

[Fonte: Servizio statistica PAT].

La Tabella 5, riporta un dettaglio per le sole autovetture immatricolate in provincia di Trento a seconda della tipologia di alimentazione.

Tipologia di alimentazione	2015	2018	2019
Benzina	160.095	191.245	212.233
Benzina e Gas liquido	16.402	20.925	23.329
Benzina e Metano	4.067	6.133	7.138
Elettricità	522	2.166	4.582
Gasolio	277.552	397.534	420.866
Ibrido benzina	3.163	7.406	8.127
Ibrido gasolio	297	194	322
ND	15	11	10
TOTALE	462.117	625.621	676.614

Tabella 5

Tipologia di alimentazione autovetture immatricolate in provincia di Trento (2015 – 2019)

[Fonte: ACI, Open Parco Veicoli]

In considerazione di quanto esposto poc'anzi, e quindi della presumibile differenza tra parco veicoli immatricolato e parco veicoli circolante in Trentino, da elaborazioni di APRIE, su dati open access dal sito governativo DATI.GOV.IT, risulterebbero certa-

mente circolanti, perché immatricolate ad uso proprio², a dicembre 2019, circa 340.000 autovetture, suddivise come da tabella 6, circa il 48% di quello registrato alla motorizzazione provinciale.

	bio gpl	bio metano	benzina	elettrica	gasolio	gpl	ibrido	metano
di terzi da locare senza conducente [%]	39,25	53,32	25,68	93,42	60,32	64,19	88,61	69,67
proprio [%]	60,74	46,67	74,3	6,57	39,67	35,80	11,38	30,32

Tabella 6

Suddivisione del parco autoveicoli immatricolato 2019 per uso e alimentazione
[Fonte: elaborazione APRIE sulla base di dati.gov.it]

In Tabella 7, il parco autoveicoli immatricolato in Trentino, è suddiviso, percentualmente, per categoria ambientale, ponendo a confronto il totale ed i due principali usi.

categoria euro	totale [%]	proprio [%]	di terzi da locare senza conducente [%]
0	2.9%	4.8%	1.2%
1	0.7%	1.6%	0%
2	2.8%	5.8%	0%
3	5.6%	11.5%	0%
4	14.5%	29.6%	0%
5	12.9%	23%	3.2%
6	60.4%	23.7%	95.5%
tot	100%	100%	100%

Tabella 7

Suddivisione del parco autoveicoli immatricolato 2019 per classe ambientale e uso
[Fonte: elaborazione APRIE sulla base di dati.gov.it]

Nello specifico della mobilità con veicoli elettrici e ibridi, le Tabella 8 e 9 seguenti, sulla base degli open data presenti sul sito dati.gov.it, e sempre su elaborazione APRIE, dettagliano il contributo delle diverse categorie e tipologie di immatricolazione.

² l'impresa che immatricola con uso "di terzi da locare senza conducente" ha sede amministrativa in Trentino, ma ciò non permette di desumere l'uso su territorio provinciale degli stessi autoveicoli.

totale veicoli elettrici	autoveicoli elettrici	autoveicoli elettrici di terzi da locare senza conducente	autoveicoli elettrici ad uso proprio
5.479	4.519	4.217	297

Tabella 8

Dettaglio parco veicoli elettrici (dicembre 2019)

[Fonte: elaborazione APRIE sulla base di dati.gov.it]

totale autoveicoli ibridi	autoveicoli ibridi di terzi da locare senza conducente	autoveicoli ibridi ad uso proprio
29.233	24.312	3.141

Tabella 9

Dettaglio parco autoveicoli ibridi (dicembre 2019)

[Fonte: elaborazione APRIE sulla base di dati.gov.it]

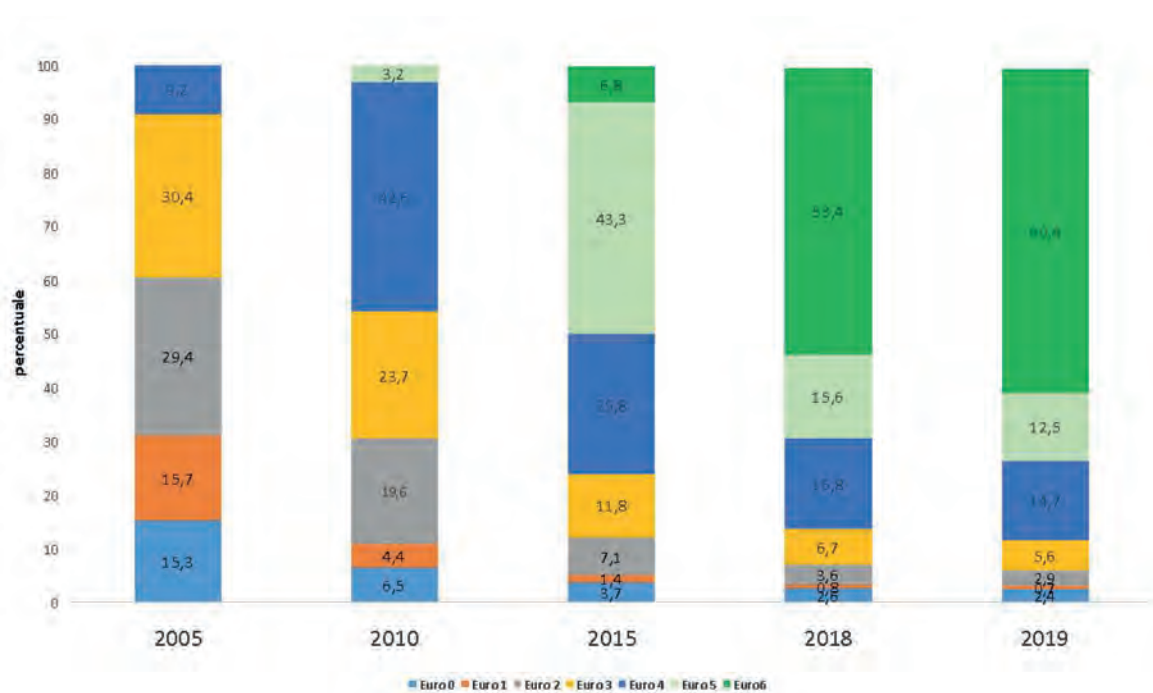


Figura 3

Percentuale autovetture circolanti in provincia di Trento per standard emissivo (2005-2019)

[Fonte: ISPAT]

2.3 / La mobilità elettrica al 2020

Negli anni scorsi, in attuazione di quanto previsto dalla Legge provinciale n. 6 del 30 giugno 2017 la Provincia Autonoma di Trento con Delibera 1535 del 22 settembre 2017 ha approvato il Piano Provinciale per la Mobilità elettrica (PPME). Il PPME, che ha come obiettivo la promozione di un sistema di mobilità sostenibile e la riduzione delle emissioni di CO₂, si articola su quattro settori di intervento:

- A.** Agevolare la realizzazione funzionale ed economica delle infrastrutture di ricarica;
- B.** Incentivare economicamente l'acquisto di veicoli elettrici, e-bike e cargo bike;
- C.** Ridurre i costi dell'energia elettrica delle ricariche;
- D.** Stabilire strumenti regolatori e disposizioni tecnico-normative specifiche per affrontare e risolvere le principali criticità ancora presenti nel settore;

L'obiettivo è quello di favorire la diffusione della mobilità elettrica, in particolar modo quella dei centri urbani, indirizzando gli spostamenti dei lavoratori, con particolare riguardo ai residenti nei centri principali e in generale negli insediamenti situati lungo i principali assi vallivi del Trentino. Attraverso una pianificazione a varie scale della localizzazione dei punti di ricarica ed una incentivazione economica per l'acquisto di veicoli elettrici, si aiutano cittadini e imprese a colmare la differenza di prezzo attualmente corrente tra i

veicoli a combustione e quelli elettrici.

In attuazione a quanto previsto nel PPM, la Provincia ha pertanto finanziato progetti di mobilità sostenibile con particolare riguardo alla mobilità elettrica: biciclette, veicoli e punti di ricarica.

Il Piano della Mobilità Elettrica 2017-2025, nello specifico, aveva i seguenti obiettivi specifici:

- veicoli elettrici e ibridi al 2025: 10710
- e-bike al 2025: 3450
- colonnine di ricarica al 2025: 2513

Sulla base della legge provinciale n.20/2012 dell'energia, art.14, tale provvedimento ha portato all'erogazione di incentivi a privati, imprese ed enti pubblici dal 2018, come:

- Incentivo economico per l'acquisto di e-bike e cargo e-bike, colonnine di ricarica, parcheggi dedicati bici e stalli bici sicuri in ambito urbano;
- Incentivo economico per l'acquisto di veicoli elettrici e ibridi plug-in;
- Incentivo economico per le colonnine private e ad accesso pubblico;

Si aggiunge alle sopra elencate misure il coinvolgimento di tutti i soggetti interessati e campagna di sensibilizzazione e promozione.

In Tabella 10 si presenta la consistenza di veicoli elettrici immatricolati in provincia di Trento, per categoria, tra il 2016 ed il 2019.

		2016	2017	2018	2019	Confr. 2016-19
Tipologia	Num.	Num.	Num.	Num.	Num.	Var. %
Autobus	1	1	1	1	--	0%
Autocarri trasporto merci	140	226	389	504	364	260%
Autoveicoli speciali/specifici	67	2	4	4	63	-94%
Autovetture	508	823	2.166	4.519	4.074	802%
Motocarri e quadricicli trasporto merci	13	14	19	23	10	77%
Motocicli	45	44	86	230	185	411%
Motoveicoli e quadricicli speciali/specifici	276	261	178	90	186	-67%
	1.050	1.371	2.843	5.479	4.384	418%

Tabella 10

Consistenza di veicoli elettrici immatricolati in provincia di Trento, per categoria (2016 – 2019)

[Fonte: Motorizzazione Civile Provincia di Trento]

Il trend di immatricolazioni positivo dal 2018 di autovetture elettriche ha beneficiato dell'effetto combinato dell'incentivazione provinciale, della ridotta tassa di trascrizione in provincia di Trento e dell'incremento dell'offerta di modelli elettrificati disponibili. Nel 2020, inoltre, il tasso di immatricolazione è ulteriormente aumentato grazie alla cumulabilità con l'ecobonus nazionale.

Come già evidenziato in tabella 7, in riferimento al parco circolante, i "numeri dell'elettrificazione" in Trentino paiono ancora piuttosto limitati in valore assoluto.

***Le biciclette elettriche al 30/09/2020
sono stimate in 2200 pezzi***

Sul versante dell'infrastruttura di ricarica, il numero totale dei PdR (Punti di Ricarica) nella provincia di Trento al 30/9/2020 era di 1.047 tra pubblici e privati. La Tabella 9 seguente riporta la suddivisione dei PdR per società di gestione.

Essendo impossibile conoscere il numero dei PdR installati in ambito domestico, è stata fatta l'ipotesi che sia stato installato almeno un PdR ogni 10 proprietari di autovetture BEV e PHEV immatricolate negli anni 2018 e 2019. Nella colonna denominata "altri gestori" sono compresi anche i PdR installati presso strutture ricettive (alberghi, B&B, ristoranti, ecc.) che sono in parte ad uso privato ed in parte ad uso pubblico.

		Società di gestione						
Tipo ricarica	Tipologia connettore	Neogy	Tesla	Enel X	EvWay	Ionity	"Altri"	Totale
lenta/ accelerata <=22kw	Type	267	69	16	9		284	645
veloce >22kw	ChadeMO	4		2				6
veloce >22kw	CCS	4		2			5*	11
ultra veloce >50kw	Supercharge		10			4		14
Totale		275	79	20	9	4	289	676

**collocazione A22*

PdR domestici (ricariche lente)	Si ipotizza un PdR ogni 10 autovetture BEV e PHEV immatricolate dal 1/1/2018 al 31/12/2019	376
--	---	------------

Tabella 11

Suddivisione dei PdR installati al 30/9/2020 per società di gestione

3. L'emergenza Coronavirus e la mobilità

In conseguenza dell'emergenza epidemiologica causata dal Covid-19, nel settore dei trasporti si è determinata l'esigenza di ridurre la mobilità, agendo quindi, drasticamente, sulla domanda e, conseguentemente, sull'offerta (il trasporto pubblico locale, ad esempio).

D'altro canto, questa fase emergenziale ha dimostrato le potenzialità di azioni volte a ripensare il settore dei trasporti sulle emissioni in atmosfera e sulla qualità dell'aria nel bacino padano. Nel merito il progetto europeo LIFE IP PREPAIR, di cui la Provincia Autonoma di Trento è partner, ha analizzato gli effetti a larga scala del lockdown dei primi mesi dell'anno 2020 sui principali fattori inquinanti in uno studio ad hoc che è valso la vittoria del premio speciale per l'adattamento al COVID-19 ("Adapting to Covid-19 Award"), in occasione dell'evento LIFE AWARD 2020 organizzato dalla DG Environment della Commissione Europea, che ogni anno premia i migliori progetti del programma LIFE³.

Lo studio prende in esame i primi cinque mesi dell'anno 2020, quindi il periodo che comprende la diffusione della pandemia, l'attivazione progressiva delle misure di contenimento e le fasi 2 e 3 di riapertura graduale delle attività socio-economiche sul territorio nazionale e di bacino padano. In particolare, il rapporto si è occupato principalmente di tre aspetti e delle loro interazione: la valutazione delle variazioni delle emissioni inquinanti causate dalle misure di lockdown, le concentrazioni di inquinanti misurate dalle stazioni di monitoraggio e le condizioni meteorologiche del periodo.

Per quanto possibile lo studio ha elaborato valutazioni per ogni settore di sorgenti emissive con metodologie omogenee, compatibilmente con i dati a disposizione per il settore considerato.

Va aggiunto che nel report è stata impostata una metodologia per valutare il contributo relativo dei provvedimenti di smart working alle variazioni emissive legate alle diverse misure.

I principali risultati che coinvolgono i trasporti hanno messo in luce i seguenti dati:

Per quanto riguarda le emissioni, nei mesi di febbraio e marzo le emissioni di inquinanti sono diminuite in maniera decisa, per poi cominciare gradualmente a crescere con l'allentamento del lockdown, fino a tornare su livelli pressoché normali. Le emissioni di particolato hanno registrato una riduzione inferiore rispet-

to a quelle degli inquinanti, a causa dell'aumento del consumo generato dal riscaldamento domestico in modo differenziato da regione a regione, in funzione della diffusione della biomassa. Il picco di riduzione delle emissioni di particolato si è registrato in aprile; Per quanto riguarda le concentrazioni, quelle relative agli inquinanti gassosi (NO, NO₂, benzene) sono diminuite coerentemente con le emissioni degli stessi. Le concentrazioni di particolato mostrano una dinamica più complessa a causa dell'origine mista (primario + secondario) e del ruolo del meteo. Durante il lockdown sono stati registrati alcuni picchi con superamento delle concentrazioni limite di 50 µg/m³, tutti avvenuti in periodi e aree caratterizzate da meteo stabile favorevole alla concentrazione di particolato. In conclusione, l'analisi degli effetti sulla qualità dell'aria della misura del lockdown è stata un'occasione per verificare la validità delle valutazioni fatte dal progetto Life Prepair sugli apporti generabili dalla piena applicazione delle misure previste dai piani aria delle regioni e dagli accordi interregionali e nazionali, confrontandole con i dati raccolti nel periodo lockdown. Questi risultati sembrano confermare la strategia dei piani di qualità dell'aria adottati dalle Regioni e Province autonome del Bacino del Po, oltretutto degli accordi interregionali, incentrata su interventi plurisettoriali e multi-inquinante a larga scala. In particolare, i risultati dello studio, seppur preliminari, portano a confermare alcuni punti chiave della pianificazione: il raggiungimento degli obiettivi europei di qualità dell'aria risulta possibile tramite il conseguimento di riduzioni delle emissioni di NO_x dell'ordine del 40%. Queste variazioni sembrano essere sufficienti per ridurre la concentrazione in aria di NO₂ e confermano la necessità di agire sul settore dei trasporti attraverso azioni finalizzate alla diminuzione consistente dei flussi di traffico ed alla promozione di modalità di spostamento più sostenibili (mobilità ciclistica, elettrica, micro-mobilità, ecc.), anche se è importante evidenziare che la riduzione delle emissioni di NO_x deve in primo luogo essere ottenuta alla fonte, con la garanzia del rispetto dei limiti fissati dalle direttive europee sulle emissioni dei veicoli.

È da aggiungere che, la riduzione delle emissioni di NO_x dell'ordine del 40% sull'intera pianura padana, accompagnata da una riduzione delle emissioni di PM primario dell'ordine del 20% può non essere sufficiente, nelle condizioni meteorologiche di sta-

³ Per lo studio approfondito si veda AA.VV. Report 2 Covid-19 studio preliminare degli effetti delle misure covid-19 sulle emissioni in atmosfera e sulla qualità dell'aria nel bacino padano, Emilia Romagna agosto 2020, progetto LIFE PREPAIR. www.lifeprepare.eu

gnazione tipiche della pianura padana, a garantire il rispetto del valore limite giornaliero e annuale. Sono quindi necessarie misure che consentano di ridurre maggiormente le emissioni di PM10 primario, in particolare nell'ambito del riscaldamento degli ambienti.

4. Scenario 2030

Per arrivare ad individuare lo scenario al 2030 per il settore dei trasporti qui si analizza il più ampio spettro di traiettorie, da quella Low Carbon, che si prefigge di raggiungere la riduzione 40% di emissioni al 2030 rispetto al 1990 come da Climate Law vigente fino a dicembre 2020, a quella Low Carbon +, diminuzione del 50% di CO₂, in accordo con la legge provinciale, fino alla traiettoria Low Carbon ++, introdotta per vagliare quali azioni siano da attuare per raggiungere il nuovo target europeo del 55% di emissioni.

Come si evince, il passaggio da -50% a -55% è significativo e impegnativo, nonché di difficile validazione numerica, insistendo su ambiti afferenti alla pianificazione di settore, come quella del trasporto, delle infrastrutture, anche di notevole impatto come il corridoio TEN T, e della pianificazione e programmazione del trasporto pubblico locale. Inoltre, è necessario considerare che, per le finalità di cui il Piano Energetico Ambientale Provinciale ha competenza, unitamente alla promozione della mobilità sostenibile, sia di estrema priorità agire a tutto campo sulla mobilità, con grande attenzione all'aspetto della domanda. In questo, l'emergenza Coronavirus ha portato a dei repentini cambiamenti nelle abitudini degli utenti, che sono ancora in corso, i cui effetti futuri non sono ancora prevedibili; se ha da un lato ha incrementato lo smart working e ci ha fatto analizzare nel periodo di lockdown gli effetti ambientali di una massiccia riduzione degli spostamenti, dall'altro lato ha però provocato una maggiore diffidenza nei confronti dei mezzi pubblici e del trasporto collettivo, facendo transitare persone che si muovevano con mezzi pubblici verso l'uso di veicoli privati per tutelarsi dal punto di vista sanitario.

È inoltre necessario agire anche sulle emissioni dei precursori non direttamente legate al settore dei trasporti, come l'ammoniaca derivante dalle attività agricole/zootecniche.

4.1 / Le due traiettorie Low Carbon (LC) e Low Carbon + (LC +)

Le ipotesi sottese alle due traiettorie LC (riduzione del 40%) e LC + (riduzione del 50% delle emissioni al 2030) per il settore dei trasporti all'interno dell'elaborazione previsionale dinamica ed ottimizzata, sono l'aumento demografico ed un conseguente e diretto aumento dello stock dei veicoli e dei km percorsi.

Si specifica inoltre che l'analisi per il settore riguarda tutte le modalità di trasporto (ferroviario, autobus, camion, autovetture, motocicli) e che, al 2016, essendo le autovetture elettriche di numero estremamente limitato, il consumo elettrico a cui si fa riferimento (114 GWh) è nella quasi totalità legato al trasporto ferroviario per le tratte interne al territorio PAT e residualmente al settore funiviario.

Quindi, non essendo considerati fenomeni di "avoid" (minimizzazione delle esigenze di spostamento) o "shift" (cambio modale), l'intera decarbonizzazione è focalizzata sul concetto di "improve" (salto tecnologico), cioè l'aumento dell'efficienza delle tecnologie tradizionali e la promozione di veicoli alternativi. Ne risulta che al 2030 entra in gioco in maniera via via più importante anche l'elettrificazione delle altre modalità di trasporto con il raggiungimento dei valori 0.24 TWh in LC e 0.35 TWh in LC+ (a cui si aggiunge 0.02 TWh idrogeno in LC e in LC+). Per le proiezioni si fa riferimento al rapporto di Cambridge Econometrics "Fuelling Italy's Future: How the transition to low-carbon mobility strengthens the economy"⁴.

In linea con l'ipotesi precedente, nella tabella 10 sottostante sono in evidenza le caratteristiche dei trasporti per concorrere a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e al 2050.

⁴ scaricabile all'indirizzo: <https://www.camecon.com/how/our-work/fuelling-italys-future/>

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

[REF=scenario tendenziale; LC=scenario Low Carbon; LC+=scenario Low Carbon Spinto]

Tabella 12

Trasporti e traiettorie di decarbonizzazione.

4.2 / La traiettoria Low Carbon ++

La traiettoria Low Carbon ++ (LC++) si pone come obiettivo la riduzione del 55% delle emissioni rispetto al 1990. Per fare questo si ritiene non sia sufficiente agire esclusivamente sull'incentivazione alla transizione verso veicoli più efficienti o alternativi ma piuttosto operare anche nel merito degli spostamenti, per cercare di ridurli alla fonte. Un grande aiuto può essere dato dalle nuove tecnologie che abilitano la pratica dello smart working ma anche l'interazione in tempo reale con i sistemi di trasporto o i servizi.

I principi guida alla base dello scenario LC++ sono i seguenti:

- A.** Ripensare il bisogno di spostarsi casa-scuola-lavoro e quindi una riduzione dei chilometri percorsi da mezzi a combustione interna, attraverso:
 - A1.** riduzione degli spostamenti dei lavoratori, grazie al ricorso strutturale allo smart working al 50% per quei settori produttivi che possono essere considerati telelavorabili⁵;
 - A2.** aumento degli spostamenti con mezzi non a combustione interna, a piedi, con la bicicletta muscolare e con la bicicletta elettrica, fino ad un modal split (ripartizione modale) al 10%⁶.

- B.** Migliorare la prestazione energetica degli spostamenti inevitabili, nello specifico:

- B1.** aumentare la mobilità con il TPL (trasporto pubblico locale) ed efficientamento in termini di emissioni climalteranti del parco mezzi;
- B2.** incrementare l'utilizzo di modalità di spostamento tramite car sharing/car pooling;
- B3.** aumentare la mobilità elettrica;
- B4.** sperimentare la mobilità a idrogeno (captive fleets e mezzi pesanti);
- B5.** efficientare i mezzi di lavoro (macchine operatrici ecc.);
- B6.** spostare le cose/i servizi e non le persone, attraverso:
 - decentralizzazione dei servizi di base;
 - digitalizzazione massiccia;
 - trasporto a domicilio (p.es. corrieri, spesa a domicilio ecc.).

In termini di scenario previsionale di tipo quantitativo è stato possibile stimare l'apporto complessivo di diminuzione delle emissioni, degli effetti ambientali dei punti A1, A2, B3 e B4, come espresso nella tabella 11 a seguire.

⁵ Fonte dati censimento popolazione ISTAT 2011, si escludono i lavoratori riferibili ai settori dell'agricoltura, del commercio, delle costruzioni e della sanità. Ipotesi di calcolo: modal split lavoratori 0,7; tasso medio di occupazione dell'auto 1,07; k=1,2 coefficiente che tiene conto dei lavoratori che rientrano per il pranzo e quindi compie 4 tragitti al giorno anziché 2 (andata e ritorno); d = distanza casa - lavoro = 20 Km; Operatività dell'intervento proposto (numero di giorni all'anno in cui si ha la riduzione) = Op = 240

⁶ Ipotesi di calcolo: d = distanza casa - lavoro = 2 Km; Operatività dell'intervento proposto (numero di giorni all'anno in cui si ha la riduzione) = Op = 180

Per quanto concerne le emissioni evitate grazie alle riduzioni chilometriche come effetto del telelavoro e dell'uso della ciclopeditonalità (punti A1 e A2), si è proceduto con delle stime sulla base di alcune ipotesi espresse a piè di pagina e uso standard di veicoli a motore endotermico.

Per i punti B3 e B4 si confermano i trend espressi nella traiettoria Low Carbon +, come descritto al paragrafo 4.1, cioè un rapporto, al 2030, tra autoveicoli BEV e PHEV e autoveicoli alimentati con prodotti petroliferi di circa 1:5, nonché il carattere sperimentale della mobilità ad idrogeno.

	2016	2016 Riduzione	2030 LC+	2030 LC++
TOT km	9418975310	8857517930		
ICE (TWh)	4.959		3.347	3.147
BEV (TWh)	0.119		0.348	0.327
FCEV (TWh)	0.000		0.021	0.020
CO₂ (rid% 1990)			-50.00	-51.29

Tabella 13

Riduzione emissioni azioni

Inoltre, in riferimento ai punti qui non quantificati numericamente, grazie ad analisi comparative, si ritiene ragionevole possano incidere per almeno il restante 3,5% di riduzione delle emissioni. È indubbio che siano necessari ulteriori approfondimenti, di stretta competenza di altri settori, nel corso del periodo di valenza di questo PEAP 2021-2030.

4.2.1 Obiettivi specifici e strumenti

Di seguito si riporta uno schema con temi, target e loro declinazione nei relativi strumenti normativi pianificazione:



TEMI	OBIETTIVO SPECIFICO	STRUMENTO	DESCRIZIONE
Ripensare il bisogno di spostarsi	Riduzione degli spostamenti casa-lavoro (Smart Working)	Dipendenti pubblici: Contrattazione collettiva per lavoratori ente pubblico, digitalizzazione, ricambio generazionale e promozione di Piani Spostamento casa-lavoro	Incentivare lo Smart Working Digitalizzazione della p.a. Introduzione di un sistema strutturale di incentivazione della mobilità sostenibile casa-lavoro, attraverso agevolazioni alle imprese per la redazione e attuazione dei Piani Spostamento casa-lavoro (PSCL) e "bonus mobilità" ai lavoratori virtuosi.
		Settore privato: promozione dei Piani Spostamento casa-lavoro	Introduzione di un sistema strutturale di incentivazione della mobilità sostenibile casa-lavoro, attraverso agevolazioni alle imprese per la redazione e attuazione dei Piani Spostamento casa-lavoro (PSCL) e "bonus mobilità" ai lavoratori virtuosi.
		Strumenti di pianificazione urbanistica PUP, PRG, PTC	Pianificazione incentrata sulla riduzione degli spostamenti con mezzi singoli, attraverso l'individuazione delle aree industriali, commerciali e residenziali in maniera integrata, previsione di piste ciclabili, aree pedonali, sistema di parcheggi nei punti di interscambio con bus e rotaia. Pianificazione mobilità merci per settore industriale.
	Spostarsi con mezzi non a combustione: a piedi, con la bicicletta muscolare e bicicletta elettrica	Piani Urbanistici PUM - PUMS	Infrastrutturazione del territorio Piani della mobilità che prevedano interscambi modali e integrazione dei sistemi di trasporto collettivo Piano della ciclabilità, piano sviluppo percorsi ciclabili per uso non esclusivamente turistico, proseguendo nella realizzazione dei progetti di potenziamento delle piste ciclopedonali, delle ciclo-stazioni del bike sharing, dei ciclo-parcheggi, possibili in un sistema integrato con il TPL (es. partendo dai Comuni di fondovalle dell'Adige), favorendo la diversione modale dall'auto privata, attrando nuova utenza e fidelizzando quella attuale, implementando il progetto "Il Trentino pedala per la mobilità sostenibile" insieme ad altre iniziative di mobilità sostenibile (infrastrutture per la ciclabilità privata, pedibus, zone "30", attraversamenti sicuri, ecc.)

TEMI	OBIETTIVO SPECIFICO	STRUMENTO	DESCRIZIONE
Migliorare la performance energetica degli spostamenti inevitabili	mobilità elettrica	si veda il paragrafo 4.2.3	
	mobilità a idrogeno	si veda il paragrafo 4.2.4	
	Trasporto Pubblico Locale	PPM	• Rendere maggiormente attrattivo il trasporto pubblico, con frequenze adeguate e servizi all'utenza in senso lato, dal comfort del viaggio, all'intermodalità (bici-bus, ecc.), al miglioramento del parco mezzi, l'acquisto di nuovi bus anche a basso impatto ambientale (per esempio ad alimentazione elettrica, a biogas o idrogeno), con l'introduzione di sistemi di semi-cadenzamento lungo alcune linee ferroviarie (Trento-Malè) e percorsi extraurbani su gomma, con l'incremento della capillarità delle stazioni ferroviarie e riattivazione di alcune fermate (es. Calliano); • Potenziare il sistema MITT (Mobilità integrata trasporti del Trentino) al servizio degli utenti (APP "Muoversi in Trentino", ecc.); • Incrementare la sicurezza a bordo dei mezzi pubblici e la promozione di azioni di contrasto all'abusivismo sui bus; • Sviluppare ulteriormente il TPL (BRT in val di Fiemme-Fassa, elettrificazione della Valsugana) e forme di mobilità alternativa, attraverso analisi della valenza della modalità a fune (funivie/funicolari) per alcune aree altopiano (Ledro, Folgaria, Trento etc) e analisi/avvio di forme di mobilità leggera in aree deboli (Altipiani Cimbri) con soluzioni di car pooling per fasce deboli e altre forme di sostegno (servizi a chiamata, con mezzi più piccoli, tipo elastibus, ecc.), anche per contrastare lo spopolamento delle aree periferiche. • Fluidificare ulteriormente il traffico del TPL, come quello in corso per la preferenziazione semaforica per i bus urbani di Trento, o quello previsto per la realizzazione di un sistema BRT nelle valli di Fiemme e Fassa in vista delle Olimpiadi 2026. • Intensificare la frequenza delle corse extraurbane, attraverso un graduale potenziamento della flotta dei mezzi extraurbani (da circa 460 a 500 unità) e degli organici della società di trasporto, con un riassetto della logistica di alcuni depositi di rimessaggio dei bus extraurbani (Cavalese, Riva, Levico), anche avvalendosi delle ditte private presenti sul territorio.
	Efficientamento mezzi di lavoro	Incentivi alle imprese	Mezzi di trasporto non evitabili, macchine operatrici, mezzi trasporto merci devono essere il più efficienti possibile. Anche attraverso incentivi alle imprese si prevede di incrementare i veicoli elettrici destinati al trasporto merci o in generale all'uso da parte di imprese, specialmente riguardo al cosiddetto "ultimo miglio".
	Condivisione dei mezzi di trasporto (car sharing e car pooling)	PUM - PUMS incentivi dedicati agevolazioni per veicoli condivisi	Condivisione posti auto (anche mediante app) Premialità a chi usa flotte aziendali dedicate
	Spostare le cose/i servizi e non le persone	Leggi di settore	• decentralizzazione dei servizi di base • digitalizzazione massiccia • trasporto a domicilio (p.es. corrieri, spesa a domicilio ecc..) • Condivisione servizi di trasporto (corrieri, fattorini..) e punti di consegna

4.2.2 Strumenti di pianificazione della mobilità

Parte delle azioni previste, sono attuabili agendo in maniera coerente sugli strumenti di programmazione ordinaria alle diverse scale. Dal Piano Urbanistico Provinciale, che affronta le grandi opere infrastrutturali strategiche, ai piani territoriali di comunità fino ai piani regolatori. La pianificazione urbanistica ha infatti un ruolo chiave: la localizzazione delle aree agisce infatti sulla creazione della domanda di mobilità.

A livello provinciale, lo strumento di pianificazione, relativo alla mobilità complessiva (infrastrutture, viabilità, trasporto pubblico) è costituito dalla LP n. 6/2017, che prevede la possibilità di approvazione di Piani della mobilità (art 2, 3), anche per stralci tematici o territoriali. Risultano approvati ad oggi ai sensi dell'art.52 della legge provinciale n.3/2000 i Piani stralcio della mobilità provinciale per Fassa, Fiemme, Giudicarie ed il collegamento tra San Martino di Castrozza e Passo Rolle.

I PUMS sono disciplinati dal DM n. 397 del 2017 (linee guida), e devono essere predisposti dalle città metropolitane e dai Comuni aventi più di 100.000 abitanti.

È importante che questi piani siano coerenti con le previsioni inserite negli strumenti di pianificazione territoriale.

I piani sulla mobilità a livello di comunità di valle sono stati attualmente approvati in via definitiva per la valle di Cembra e Alto Garda mentre per la Rotaliana e Paganella è in via di adozione. Altre comunità hanno adottato il piano stralcio preliminare definitivo che sarebbe la prima fase del lungo iter che porterà alla proposta definitiva.

A livello comunale risultano esperienze di Piani Urbani della Mobilità (PUM) e sono in via di definizione alcuni Piani Urbani della Mobilità Sostenibile (PUMS).

4.2.3. La mobilità elettrica

Parlando di mobilità elettrica, il PEAP rivede il Piano Provinciale per la Mobilità elettrica, approvato nel 2017, aggiornando gli obiettivi in accordo con quelli generali del Trentino e con gli specifici piani nazionali, ad oggi in revisione.

Le azioni si concentreranno su tre obiettivi specifici:

- Incremento delle biciclette elettriche (e-bike);
- Incremento dei veicoli a trazione elettrica;
- incremento delle infrastrutture di ricarica.

In questa fase è stata adottata una metodologia speditiva attraverso una riparametrazione degli obiettivi ad oggi inseriti nella bozza circolante del nuovo Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei Veicoli alimentati ad Energia Elettrica (PNIRE), nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima 2021-2030, in linea con la principale e più autorevole letteratura del settore, individuando così uno scenario teorico, assoggettabile a modifiche in corso di attuazione dovute ad alcune peculiarità territoriali come, a titolo di esempio, l'estensione della rete extraurbana e relativi aggiornamenti dati di traffico, chilometri medi percorsi annualmente, e sviluppo della rete elettrica nazionale, nonché trend di mercato e analisi costi-benefici.

4.2.3.1 Incremento parco e-bike

La riduzione del traffico veicolare a favore dell'uso di altri mezzi di trasporto sostenibili quali il TPL e la bicicletta ci spinge a sollecitare l'uso di veicoli alternativi al mezzo privato, con uno stimato incremento di e-bike come da tabella sottostante.

e-bike		
Anno	Incr.	Totale
2020	Num.	Num. ⁷
2021	220	2420
2022	242	2662
2023	266	2928
2024	293	3221
2025	322	3543
2026	354	3897
2027	390	4287
2028	429	4716
2029	472	5188
2030	520	5708

Tabella 14

Previsioni incremento e-bike

4.2.3.2 Incremento mezzi elettrici BEV e PHEV

Nella maggior parte degli scenari di previsione della mobilità fino al 2050, il numero di autoveicoli circolante in Italia resterà compreso tra 35 e 40 milioni di veicoli e si trasformerà passando da una dominazione di veicoli a combustione interna (ICE) al 2020, ad una percentuale di circa (15÷20)% di veicoli ibridi plug-in (PHEV) e veicoli elettrici a batteria (BEV) nel 2030, per

⁷ Dato baseline 2020 n. 2200 e-bike + incremento medio annuale del 10%

arrivare al 2050 con una percentuale invertita di circa (15÷20)% di veicoli ICE sul totale circolante.

Fino al 2030, sarà dominante la vendita di veicoli PHEV rispetto a quella di veicoli a sola batteria (BEV) mentre, successivamente, grazie anche allo sviluppo delle tecnologie per le batterie, la vendita di veicoli PHEV sarà gradualmente sostituita da quella di veicoli con sola batteria (BEV).

Questa prospettiva è avvalorata dalle maggiori compagnie di consulenza strategica come la Boston Consulting Group con il recente rapporto *“Who Will Drive Electric Cars to the Tipping Point?”* e come la Deloitte Electric Vehicles con il rapporto *“Setting a course for 2030”*. La previsione globale per i veicoli elettrici vede un tasso di crescita vicino al 30% annuale per i prossimi dieci anni. Le vendite al 2025 dovrebbero aumentare di 5 volte rispetto al 2020 fino a decuplicare entro il 2030.

A partire dal 2030-2035, le autovetture con motori esclusivamente a combustione interna (ICE) non saranno più prodotti e venduti, ma la percentuale circolante di tali veicoli avrà una decrescita contenuta per la lenta velocità del rinnovo dei veicoli. Diventa importante quindi un programma di rottamazione dei veicoli, inteso a fornire incentivi economici ai residenti per l'acquisto di un nuovo veicolo più efficiente. In tal senso in questa previsione non si considerano solamente le autovetture ma anche i veicoli destinati al trasporto delle merci o comunque destinati ad uso delle imprese (furgoni, autocarri, macchine operatrici), così da una transizione a veicoli a basso impatto ambientale specialmente riguardo il cosiddetto “ulti-

mo miglio” o la gestione logistica legata al trasporto per esempio dei colli a servizio delle attività commerciali nei centri urbani più grandi.

Nel 2019, le vendite di autovetture elettriche in Europa sono state 564.000, pari a una quota del 3,6%, che ha portato a 1,8 milioni il numero di veicoli elettrici. In Italia, invece, nel 2019 sono stati immatricolati 17.200 veicoli elettrici, pari allo 0,9%, che ha portato le vendite cumulative di auto elettriche a 39.900. Rispetto al 2018, la crescita è stata del 75%.

Considerando gli scenari di previsione, al 2030 in tutta Italia ci si aspetta, quindi, un parco di mezzi (BEV+PHEV) circolante di circa 6 milioni di veicoli.

Secondo le previsioni del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima 2021-2030, si ritiene si possano raggiungere i valori di seguito riportati, prendendo come riferimento il numero di abitanti, secondo uno scenario di sviluppo moderato.

Lo scenario di sviluppo atteso della mobilità elettrica al 2030, in Tabella 13, è piuttosto ambizioso, come emerge chiaramente dal confronto con le numeriche attuali, la cui implementazione richiede uno sforzo congiunto da parte dei diversi soggetti coinvolti, sia operatori di mercato sia policy maker. Infatti, seppur queste previsioni siano in linea con quanto previsto dai piani di sviluppo dei car manufacturer, esse richiedono la presenza di azioni “rilevanti” atte a modificare le abitudini di acquisto degli automobilisti italiani e lo sviluppo di un’opportuna infrastruttura di ricarica, sia ad accesso pubblico che privato.

ANNO	MEZZI BEV + PHEV	TOTALE (BEV+PHEV)
2030	36.000 + 18.000	54.000

Tabella 15

Previsione PNIEC 2021-2030 per il Trentino

4.2.3.3 Incremento Infrastruttura di ricarica “veloce” e Pianificazione della rete di infrastrutture

Come indicato nel PNIRE per “Punto di ricarica accessibile al pubblico” - D.Lgs. 257/16 - si intende il punto di ricarica o di rifornimento di energia elettrica che garantisce un accesso indiscriminato a tutti gli utenti. L'accesso non discriminatorio può comprendere condizioni diverse di autenticazione, uso e pagamento.

A tal fine, in questo Piano, si considera punto di ricarica aperto al pubblico:

- un punto di ricarica la cui area di stazionamento è accessibile al pubblico, anche mediante autorizzazione e pagamento di un diritto di accesso;
- un punto di ricarica collegato ad un sistema di autovetture condivise e accessibile a terzi, anche a seguito del pagamento del servizio di ricarica.

Caratteristica del “PdR - Punto di ricarica”

POTENZA ≤ 22kW		POTENZA > 22kW	
Lenta	Accelerata	Veloce	Ultra Veloce
≤ 7,4kW	> 7,4kW ≤ 22kW	> 22kW ≤ 50kW	> 50kW

Tabella 16

Caratteristiche Punti di Ricarica

Previsioni al 2030 in Trentino sulla base del PNIRE* (base di conteggio il numero di abitanti)

Infrastrutture/Colonnine di ricarica - accesso pubblico (VELOCE e ULTRA VELOCE)	n. 283
Infrastrutture/Colonnine di ricarica - accesso pubblico (ACCELERATA)	n. 707

Tabella 17

Previsioni PdR al 2030

In accordo con le previsioni PNIRE 2030 rapportate al territorio trentino e dal confronto con il numero di punti di ricarica installati al 30/09/2020 (1.052 tra accesso pubblico e accesso privato), si ritiene che in Trentino vadano implementati i PdR ad accesso pubblico di tipo “Veloce” e “Ultra veloce”, in considerazione della volontà di garantire un’elevata qualità di servizio intesa come rapidità di erogazione del servizio medesimo.

Costi di massima per installazione infrastruttura/colonnina con PdR “tipo Veloce - Ultra veloce”

Standardizzare i costi relativi alle installazioni di PdR tipo “veloce/ultra veloce” risulta difficile.

Potenza di ricarica AC/DC, tipo di connessione e distanza dal punto di allaccio alla rete BT/MT del distributore di zona, sono elementi determinanti per quantificare le entità economiche.

Solo dopo aver scelto le caratteristiche elettriche dei PdR, scelto il posizionamento geografico e verificato le possibilità di allaccio alla rete elettrica, risulta possibile preventivare eventuali costi.

Connessioni delle Infrastrutture/Colonnine di ricarica alla rete del distributore elettrico di zona

Per quanto riguarda la connessione delle Infrastrutture/Colonnine di ricarica di potenza fino a 100 kW - connessione in bassa tensione (somma delle potenze dei singoli PdR) alla rete elettrica del distributore di

zona, non si denotano particolari problemi, anche se per l’installazione è sempre opportuno un confronto preventivo con il distributore gestore della rete elettrica per individuare localizzazione più idonea.

Diversa la situazione in cui si rende necessario effettuare la connessione elettrica di Infrastrutture/Colonnine di ricarica di tipo “ultra veloce”, cioè con impegni di potenza non indifferenti, in considerazione della necessità di effettuare un collegamento in media tensione con cabina di trasformazione dedicata. In tale circostanza diventa indispensabile definire il posizionamento della stazione di ricarica in accordo con il distributore di zona.

Quanto sopra è di fondamentale importanza per evitare possibili sovraccarichi alla rete elettrica e per consentire la funzionalità - coefficiente di utilizzazione - allo stesso sistema elettrico.

I “gestori dei PdR” devono, in ogni caso, concordare con il distributore di zona le modalità di connessione, in modo da garantire alla rete elettrica continuità di esercizio in base a fattori di contemporaneità dei vari carichi elettrici.

Interoperabilità infrastrutture/colonnine di ricarica

Come riportato nel PNIRE* tutti i punti di ricarica accessibili al pubblico devono prevedere modalità di ricarica che non impegnano gli utilizzatori di veicoli elettrici a concludere contratti con gli operatori del servizio di ricarica (art. 4, c.10, del D.Lgs. 257/16).

A fronte di quanto sopra espresso, si rende opportuno procedere con una pianificazione provinciale coordinata per l'individuazione delle necessità, caratteristiche e localizzazione di siti idonei per punti di ricarica di tipo veloce ed ultra-veloce, sull'intero territorio trentino con specifica attenzione ai principi di equità distributiva e di fabbisogni e vocazioni specifiche.

4.3. / La mobilità a idrogeno verde

In ragione del traguardo temporale di questo Piano Energetico Ambientale Provinciale, 2021-2030, delle sperimentazioni in corso in Italia ed Europa e delle relative grandezze economiche in gioco, nonché delle evidenze scientifiche e delle tematiche ancora aperte su tutta la filiera, l'idrogeno in Trentino al 2030 è considerato come elemento trainante per la decarbonizzazione del gas naturale della rete, come meglio specificato nel Capitolo n.12 "Pianificazione estensione servizio di distribuzione del gas naturale". Il settore dei trasporti viene invece affrontato in termini sperimentali. Infatti al 2030, nelle traiettorie denominate H2 e H2+ sviluppate all'interno dell'approfondimento scenario per la pianificazione dell'estensione del servizio del gas (vedi Allegati Tecnici per il lavoro completo), risulta prevalente il fabbisogno di idrogeno per il settore termico, con un massimo di 0,52 TWh/anno in LC+_H2+. Nello stesso scenario il fabbisogno di idrogeno per il settore trasporti è pari a 0,02 TWh/anno. Al 2050, nelle traiettorie H2 e H2+, i fabbisogni di idrogeno per termico e trasporti sono entrambi significativi, in H2 prevale il fabbisogno per trasporti mentre in H2+ prevale il fabbisogno per termico.

La Comunicazione della Commissione Europea "A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe COM/2020/301 final", che identifica una nuova strategia europea con un ruolo dell'idrogeno fondamentale nella decarbonizzazione spinta, così come l'inclusione nel Piano Nazionale Integrato Energia Clima 2021-2030 in tutte le sue dimensioni, abilitano ulteriori passaggi di approfondimento lungo la catena del valore, partendo dalla produzione dell'idrogeno verde, segmento che impatta sull'intera filiera, passando al trasporto e distribuzione, stoccaggio e logistica, per poi affrontare quelli negli usi finali dei due macro settori di specifico interesse per il Trentino: usi energetici e mobilità.

Qui si evidenzia e si sostanzia come il tema della mobilità ad idrogeno rivesta un particolare interesse nell'ambito trentino, sia per l'impatto potenziale sulle strategie di decarbonizzazione degli ambienti urbani, sia per la riconosciuta vicinanza alla maturità com-

merciale di alcune delle tecnologie attualmente disponibili nel settore automotive.

A quest'ultimo riguardo, la Provincia autonoma di Trento è direttamente coinvolta in diversi tavoli, sia di natura politica sia tecnica, di coordinamento e condivisione di politiche e azioni comuni da attuare, anche in ragione di sue partecipazioni societarie, lungo il corridoio del Brennero e la tratta ferroviaria della Valsugana, nonché nella pianificazione di settore per i trasporti ed il trasporto pubblico integrato.

Alcuni elementi possono essere qui descritti come i punti di partenza di un percorso trentino sull'idrogeno.

In primis, anche se i veicoli a batterie rappresentano un'alternativa molto competitiva soprattutto su brevi percorrenze, l'uso della tecnologia dell'idrogeno si riconosce abbia il potenziale di affermarsi nel settore del trasporto pesante e nell'utilizzo di autobus con lunghi tempi di utilizzo sia in percorso urbano sia interurbano. Inoltre, da esperienze in corso, i treni ad idrogeno sono considerati una soluzione competitiva per quelle tratte attualmente non elettrificate o parzialmente elettrificate, come la tratta della Valsugana. In secundis, le stazioni di rifornimento dell'idrogeno costituiscono il perno del sistema, attorno al quale si possono sviluppare le forme di mobilità su gomma e ferroviaria. Lo sviluppo della rete di stazioni di rifornimento sarà da preferire lungo la tratta TEN-T core, come il Corridoio Scandinavo-Mediterraneo, allo scopo di creare un dialogo diretto tra produzione, utilizzo, trasporto.

Inoltre, l'approccio multimodale risulta interessante per la condivisione dei costi di produzione di idrogeno e quindi del costo dell'idrogeno alla pompa, preferendo approfondire l'individuazione di punti multi uso e multi mezzo.

Un'ulteriore assunzione è la preferenza di utilizzo di un vettore energetico da elettrolisi con energia elettrica prodotta, in buona parte, da energia rinnovabile, che lo configurerebbe come "idrogeno verde". Nel caso di produzione allocata in Trentino, l'unica fonte di energia elettrica rinnovabile ad oggi plausibile nel suo utilizzo per idrogeno è quella prodotta da centrali idroelettriche, ad acqua fluente, dove, per loro configurazione impiantistica la generazione si configura come discontinua e non regolabile o non programmabile, con impatti in termini di valorizzazione economica sul mercato elettrico.

Da ultimo, un'ulteriore fondamentale aspetto risiede nell'individuazione di applicazioni locali dell'idrogeno solo a fronte di accurate analisi di costo-efficacia che considerino benefici diretti e benefici indiretti per la molteplicità di attori che una tecnologia come l'idrogeno può coinvolgere.

Sulla base di quanto sopra esposto, uno scenario previsionale specifico sull'idrogeno verde nella mobilità, così come le varie opzioni legate alla sua produzione e rete di rifornimento, necessitano, a valle del Piano Energetico Ambientale Provinciale, di approfondimenti di tipo energetico-ambientali atti ad analizzare l'operazione nel suo complesso in termini di bilancio di emissioni climalteranti e in ottica di più efficace valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili trentine, nonché valutazioni economiche.

A questo proposito il Trentino si propone di elaborare una propria roadmap nei riguardi dell'idrogeno, nel rispetto di un quadro europeo e nazionale ma con una specifica declinazione provinciale, tenendo in considerazione la pianificazione provinciale di settore. Inoltre si intende supportare azioni coordinate territoriali in progetti di ricerca ed innovazione a livello europeo, nazionale e provinciale, così come si intende incentivare gli investimenti privati, tra l'altro, attraverso le istituzioni finanziarie, i fondi e gli strumenti esistenti dell'UE, come la Banca europea per gli investimenti, il Piano per gli investimenti in Europa sostenibile, il Fondo per l'innovazione, i Fondi strutturali e di investimento europei e il Connecting Europe Facility,

nonché attraverso la progettazione di strumenti innovativi. Senza dimenticare quanto proposto nel Next generation EU, proprio in un'ottica sperimentale.

Dovranno essere anche attuati passi negli ambiti legislativi e regolatori, come, a titolo di esempio e senza carattere esaustivo, il sostegno alla creazione dei presupposti legali per garantire l'approvvigionamento elettrico degli impianti di produzione di idrogeno senza costi di gestione della rete.

Portatori d'interesse chiave del territorio dovranno essere coinvolti così da elaborare una traiettoria condivisa, sia di tipo politico come il Gruppo Europeo di Cooperazione territoriale "Euregio Tirolo-Alto Adige-Trentino", impegnatosi con la delibera di Giunta del GECT "Euregio Tirolo - Alto Adige - Trentino" n.1/2020 per un "Corridoio Idrogeno del Brennero", sia di tipo operativo-commerciale come l'Autostrada del Brennero A22, che si è data come obiettivo a lungo termine la creazione di una rete di distribuzione capace di servire tutta l'arteria di competenza, con punti di rifornimento posti ad una distanza non superiore ai 100 km, e le principali energy utilities presenti in Trentino, sia enti di ricerca di alto profilo.

5. Conclusioni

Quello dei trasporti è un tema complesso che prende in considerazione molteplici campi e settori con altrettanti attori. Come specificato in premessa, per spostarsi verso una mobilità sostenibile la sfida è quella di agire sulle abitudini e sui comportamenti delle persone e non vi è un protagonista solo ma ognuno deve agire concorrendo al risultato ottimale. In considerazione di ciò, quanto esposto in questo capitolo cerca di fornire una visione generale riguardo la tematica dei trasporti in Provincia di Trento e di dare degli indirizzi nell'ottica della decarbonizzazione. Se in un primo momento l'approccio per il raggiungimento dei target previsti per i scenari LC e LC+ era apparso fattibile solo con l'efficientamento dei mezzi e l'incremento della mobilità elettrica/idrogeno, per raggiungere l'obiettivo LC++ di riduzione del 55% delle emissioni climalteranti rispetto al 1990 è necessario agire anche sulla riduzione/shift modale degli spostamenti.

Le previsioni di incremento del lavoro a distanza e una ottimizzazione del pendolarismo sono i settori sui quali è necessario agire e rispetto ai quali ci sono

molte più possibilità del passato grazie alla digitalizzazione della pubblica amministrazione e dei cittadini stessi.

Per affrontare questi temi è necessario avviare un confronto con gli altri attori del processo, per condurre un percorso di pianificazione che porti i risultati in tutti gli ambiti coinvolti.

Il piano energetico affronta in maniera più approfondita gli ambiti in cui l'azione è sui due fronti: quello di mitigazione ma anche quello strettamente energetico. In tal senso il presente capitolo ha affrontato in maniera più profonda il tema della mobilità elettrica e quello dell'idrogeno. Anche questi settori, tuttavia, rappresentano visioni nuove e i cui risultati sono ancora tutti da indagare e da scrivere. Quanto affrontato in questo capitolo e in generale nel piano non può che essere una visione strategica, base di partenza verso nuovi e necessari approfondimenti che, nel corso del periodo in cui il piano è in vigore, saranno portati avanti e, attraverso gli strumenti ordinari di governo, saranno applicati puntualmente per concorrere al raggiungimento dei risultati attesi.



Scenari di decarbonizzazione al 2030

Sezione 2 | GLI SCENARI PREVISIONALI

Valorizzazione energetica della biomassa legnosa trentina

1. Introduzione

Il seguente scenario è finalizzato ad analisi previsionali in merito alla valorizzazione energetica della biomassa legnosa trentina, seconda fonte rinnovabile, in accordo con quanto stabilito dal bilancio energetico 2014-2016. In premessa sono esposti e ricapitolati, oltre che aggiornati, i più significativi elementi che permettono una valutazione delle condizioni al contorno e dei trend tecnologici e di impiego attualmente riconoscibili, sulla base delle attività di monitoraggio condotte dal 2016 e delle attività delle strutture provinciali competenti in materia.

Si evidenzia che le traiettorie identificate sono volte a proporre soluzioni “su misura” per l’approvvigionamento, la produzione e la distribuzione di calore per ogni territorio. Ciò in relazione alla sostenibilità ambientale dei sistemi energetici, alla disponibilità della materia prima locale a filiera corta, alla sostenibilità

tecnica e tecnologica degli impianti (sia individuali sia collettivi), a quella economica, alle condizioni gestionali per gli operatori (ma anche per i singoli utenti), alla sicurezza del servizio energetico offerto, nonché alla vocazione territoriale.

Quanto presente sul territorio, sia in termini di filiera legno-energia sia per quanto concerne le esternalità positive ambientali generate, rimane patrimonio da salvaguardare e valorizzare.

Ne consegue che i sistemi di teleriscaldamento a biomassa legnosa esistenti e le nuove aree potenzialmente vocabili (a discapito od in relazione con il gas metano) siano oggetto di analisi. I risultati delle valutazioni sono la base per l’individuazione dello scenario previsionale e delle traiettorie per la valorizzazione della biomassa legnosa.

2. Elementi Valutativi per la definizione dello scenario settoriale per la valorizzazione della biomassa legnosa trentina

2.1 / Produzione attuale di energia termica da biomassa legnosa e consistenza impiantistica

Il Bilancio Energetico Provinciale 2014-2016, prope-
deutico al nuovo Piano Energetico Ambientale Pro-
vinciale 2021-2030, elaborato principalmente sul-
la scorta di quanto presente, con base dati l'anno
2016, nel Rapporto di Monitoraggio¹ approvato con
determinazione del Dirigente dell'Agenzia Provinciale
per le Risorse Idriche e l'Energia n.60 di data 15 no-
vembre 2017, evidenzia un significativo uso della bio-
massa legnosa come combustibile secondario negli
apparecchi domestici ed una buona penetrazione
dei sistemi collettivi, come il teleriscaldamento. Gra-

zie alla biomassa legnosa il calore da fonti rinnovabili
in Trentino si attesta intorno ad una percentuale del
24% del fabbisogno provinciale complessivo (anno di
riferimento 2016). Il solo 3% è riferibile a fabbisogno
termico servito da centrali di teleriscaldamento e il re-
stante 21% da sistemi domestici.

A fine 2020 gli impianti di teleriscaldamento siti in
provincia di Trento sono 29, per un'estensione della
rete di circa 125 km e 3500 utenze, potenza termica
nominale di 130000 kWt e potenza elettrica nominale
di 6000 kWe. Nel periodo nel quale ci sono state va-
riazioni significative sugli impianti si può evidenziare il
trend positivo, come riportato in tabella 1.

	Sviluppo della rete di distribuzione	Numero di sottostazioni	Sviluppo della volumetria servita	Consumo del cippato	Energia termica impressa in rete
2012-2015	+10,94%	+11,21%	+5,69%	+7,45%	+13,27%

Tabella 1

Statistiche di gruppo per gli anni 2012-2015

Fonte: Questionari impianti di teleriscaldamento, registro dei consumi di cippato APRIE. Frequenza di risposta 90,5% (Questionari compilati 19/21) [nota: *è stata inserita anche la centrale di Coredo, i cui dati non derivano dal Registro, ma dall'annuario Airu]

Grazie allo studio promosso all'interno del progetto
europeo LIFE PREPAIR e redatto da AIEL, incluso
integralmente nel Bilancio Energetico Provinciale,
nell'arco temporale 2014-2018, è stata stimata inol-
tre la consistenza degli apparecchi domestici di po-

tenza nominale inferiore a 35 kW e delle caldaie a
biomasse EN 303-5, fino a 500 kW, alimentati a pel-
let, legna e cippato, attraverso i dati di vendita, come
da Tabella n.2.

	2014	2015	2016	2017	2018
numero generatori	164.600	161.855	158.281	153.914	148.990

Tabella 2

Consistenza apparecchi domestici

2.2 / Attuale stato di sviluppo dei sistemi di teleriscaldamento a biomassa legnosa in Trentino

Sulla base della definizione presente in norma, il De-
creto Legislativo n.102/2014, cioè che il teleriscalda-
mento consiste nella distribuzione di energia termica
da una o più fonti di produzione verso una pluralità
di edifici o siti, tramite una rete, per il riscaldamento

di ambienti, per processi di lavorazione e per la for-
nitura di acs, è possibile presentare l'attuale stato di
sviluppo dei sistemi di teleriscaldamento a biomas-
sa legnosa presenti sul territorio trentino. In tabella a
seguire numero 3 sono elencati in ordine di località,
mentre nella tabella n.4 si evidenziano alcuni dati ela-
borati sul gruppo degli stessi indicatori, grazie alle in-
formazioni dagli operatori stessi fornite alla provincia.

¹ testo integrale presente nella sezione Allegati Tecnici

LOCALITÀ	GESTORE
ALTAVALLE	Comune di Altavalle
BRESIMO	Comune di Bresimo
CANAL SAN BOVO	Comune di Canal San Bovo / ACSM
CAVALESE	Bioenergia Fiemme Spa
CAVARENO	Comune di Cavareno
CLOZ	Comune di Cloz
COGOLO DI PEIO	ENERPROM Srl
COMMEZZADURA	BIMO
DIMARO	Dolomiti di Brenta Immobiliare Srl
FIEROZZO	Comune di Fierozzo
FONDO	Bioenergy Anaunia Spa
LEDRO-TIARNO DI SOPRA	Ledro Energia
LIVO	Comune di Livo
MALOSCO	Fanti Legnami Srl
PELLIZZANO	Comune di Pellizzano
PIEVE DI LEDRO	Foletto di Foletto Alberto & co. S.n.c
PREDAIA	Comune di Predaia//Ex Comune Tres
PREDAIA	Bel Coreda Spa
PREDAZZO	ENECO Energia Ecologica srl
REVO'	Fellin Egidio Legnami Srl
RUMO	Comune di Rumo
S. ORSOLA	Comune di S. Orsola
SAN MARTINO DI CASTROZZA	ACSM Teleriscaldamento Spa - S.Martino
SAN MICHELE ALL'ADIGE	Cristoforetti SER S.r.l.
TRANSACQUA PRIMIERO	ACSM Teleriscaldamento Spa - Transacqua
VALDAONE	Esco BIM Chiese
VALLARSA	Comune di Vallarsa
VATTARO	Comune di Altopiano della Vigolana
VERMIGLIO	Comune di Vermiglio

Tabella 3

Impianti di teleriscaldamento a biomassa in Trentino

Fonte: Questionari impianti di teleriscaldamento, registro dei consumi di cippato APRIE

Indicatore		valore	valore %	numero di valori
Gruppo societario gestore	S.p.a.	5	25%	20
	S.n.c.	1	5%	
	S.r.l.	6	30%	
	Ente pubblico	8	40%	
Sviluppo rete di distribuzione [m]		121954		19
Numero utenze		3255		19
Volumetria servita [mc]		4017661		16
Numero di centrali con FUNZIONE	Generazione termica	20		20
	Cogenerazione	6		
Potenza installata [kW]	Termica	126707		20
	Elettrica	5925	6	
Numero di centrali che utilizzano come FONTE ENERGETICA	Cippato	20	100 %	20
	Metano	5	25%	
	Gasolio	8	40 %	
Consumo annuo di cippato [t/anno]	Totale	75055		18
Luogo di produzione del cippato	All'interno della PAT		88 %	16
	All'esterno della PAT	12 %		
Filiera di produzione del cippato	Comparto forestale - esbosco		27 %	18
	Industria di lavorazione del legno	50 %		
	Comparto agricolo	0 %		
	Altro	23 %		
Costo annuo di approvvigionamento €/anno		4150400		17
Prezzo medio €/t		75,1		15
Prezzo medio €/mcst		18,3		
Produzione lorda di energia [kWh/anno]	Termica	138730283		14
	Elettrica	16771138		5 su 6
Energia termica immessa in rete [kWh/anno]		120332631		14
Energia venduta [kWh/anno]		83635133		15
Diffusione a scala provinciale [mc/ab] (popolazione dei comuni non metanizzati)		46,15		16

Tabella 4

Statistiche di gruppo

Fonte: Questionari impianti di teleriscaldamento, registro dei consumi di cippato APRIE

Le determinanti strutturali principalmente richiamate nella letteratura di settore, quali perdite di rete relative e densità termica lineare, sono esplicitati a seguire.

Perdite di rete

Energia termica immessa in rete [kWh/anno]	120.332.631	
Perdite di rete [kWh/anno]	36.574.521	30,4 %

Tabella 5

Perdite di rete

Gli impianti presentano perdite di rete variabili all'interno del range 0% e 52% .

Densità termica lineare (energia erogata/lunghezza tubature)

Energia termica venduta all'utenza [kWh/anno]	83.635.133
Lunghezza della rete [m]	113.809
Densità termica lineare [MWh/m]	0,73

Tabella 6

Densità termica lineare

Nel calcolo sono stati esclusi gli impianti che non hanno dichiarato l'energia venduta, di conseguenza il valore della lunghezza della rete non coincide con il dato totale.

Il range di variabilità della densità termica dei 14 impianti che hanno fornito il dato necessario al calcolo dell'indicatore, è: 0,25-2 MWh/m.

Densità lineare d'utenza

Volumetria servita [mc]	3.847.469
Lunghezza della rete [m]	110.454
Densità lineare d'utenza [mc/m]	34,83

Tabella 7

Densità lineare d'utenza

Nel calcolo della densità lineare di utenza sono stati esclusi gli impianti che non hanno dichiarato la volumetria servita, di conseguenza la lunghezza della rete non coincide con il dato totale. Il range di variabilità della densità lineare d'utenza dei 15 impianti che hanno fornito il dato necessario al calcolo dell'indicatore, è: 10,59-80,54 mc/m.

2.3 / Risvolti sulla qualità dell'aria

Nel merito degli effetti della valorizzazione energetica della biomassa legnosa sulla qualità dell'aria, riprendendo quanto presente dall'Inventario delle Emissioni provinciale del 2015 e ripreso nelle assunzioni nel Capitolo 3, Parte Seconda, Sezione prima, emergono le seguenti informazioni, relative alle principali fonti emissive ed inquinanti, espresse in forma sintetica nella tabella numero 3.

Fonti emissive principali	Contributo % sul totale degli inquinanti
Combustione non industriale	84% del totale di PM10 (di cui 99% da impianti domestici a legna) 13% del totale di NOx (di cui 55% da impianti domestici a legna) 24% del totale di CO ₂ *

* gas climalterante

Tabella 8

Contributo delle principali fonti emissive

L'analisi dei trend emissivi pone in evidenza i seguenti punti significativi:

- Rispetto ai dati dell'inventario 2013 si nota una complessiva diminuzione delle emissioni, in particolare di PM10 (-15%), di NOx (-20%), di SO₂ (-43%), di CO₂ (-10%) e di CO (-3,6%), parzialmente dovuta anche ad un aggiornamento dei metodi di stima tra i due inventari;
- Sostanziale stabilità delle emissioni del riscaldamento domestico;
- Riduzione marcata delle emissioni da traffico stradale;
- In leggero calo il contributo delle emissioni relative alla combustione industriale e ai processi produttivi.

Come si evince, i principali problemi riscontrati sono correlabili alla combustione domestica. Da porre all'attenzione sono inoltre le problematiche relative alle emissioni di inquinanti in atmosfera da parte degli impianti di piccola taglia (caldaia inferiore a 1 MW), che hanno, ad oggi, un comportamento emissivo del tutto assimilabile a quelli domestici. La similitudine è da porre in relazione alla prevalente mancanza di linee fumi, alla gestione della caldaia anche in modalità modulante, all'utilizzo di biomassa legnosa con elevato contenuto idrico e contenente frazione verde o terra. Inoltre in alcune valli trentine sono presenti alti indici di stagnazione degli inquinanti che amplificano le problematiche di qualità dell'aria.

2.4 / Disponibilità e consumi di biomassa legnosa nel periodo del Piano 2021-2030

2.4.1 Rapporto domanda - offerta di biomassa legnosa

Il monitoraggio della disponibilità di materiale legnoso ai fini energetici prodotto e utilizzato in provincia di Trento è uno degli obiettivi del Tavolo Tecnico Biomassa Legnosa. Il Tavolo è stato istituito nel 2016 presso l'Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia con determinazione del Dirigente n. 19/2016 e, con determinazione del Dirigente dell'Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia n.60 di data 15 novembre 2017, è stata approvata la relazione di monitoraggio.

Il Tavolo Tecnico ha promosso, tra il 2016 e il 2017, una serie di indagini in cui sono state analizzate la domanda di biomassa legnosa da parte delle famiglie trentine e delle centrali di teleriscaldamento, e la relativa offerta da parte dell'industria di prima lavorazione, dai produttori forestali e assegnata ai titolari di uso civico.

Inoltre, nel 2019, a seguito dell'evento calamitoso Vaia, il Tavolo ha aggiornato le indagini, al fine di verificare la disponibilità di territori e portatori di interesse nei vari settori economici trentini all'utilizzo di materiale legnoso trentino in nuovi impianti di media/grande taglia.

L'offerta dell'anno 2016 di cippato di origine forestale e da aziende di prima lavorazione del legno per usi energetici è stimabile in 722701 metri cubi steri mentre la domanda dell'anno 2015 di cippato di origine forestale e da segheria per le centrali di teleriscaldamento è di 300220 metri cubi steri, tendenzialmente costante anche negli anni seguenti 2016-2020. Il numero di assegnazioni dell'anno 2015 di biomassa legnosa per uso civico è di 23662, per una quantità assegnata per ciascun censito di 3,8 tonnellate, con una quantità complessiva di 90800 tonnellate. L'indagine sul consumo di legna delle famiglie trentine condotta dall'ISPAT, evidenzia che la percentuale di famiglie che utilizzano legna in ambito domestico per l'anno 2016 è di 47%, mentre il consumo medio annuale per famiglia trentina è di 2,5 tonnellate.

		D.G.P. 1826 d.d. 27/10/2014 - PEAP 2013 - 2020 [msr]	Monitoraggio 2017 - Det. APRIE 60 d.d. 15/11/2017 [msr]
Offerta	Comparto forestale	130.000	274.000
	Comparto dell'industria di prima lavorazione del legname	315.000	448.701
	Totale	445.000	722.701
Disponibilità potenziale	Comparto agricolo	22.000	-
	Comparto forestale	96.000	-
	Totale	118.000	-
Domanda di teleriscaldamenti	Impianti in esercizio	273.000	300.220
	Impianti autorizzati ma non in esercizio	363.000	-
	Totale	636.000	300.220
Totale Disponibilità residua cippato		- 73.000	+422.481

Tabella 9

Confronto tra offerta e domanda di cippato. Situazione analizzata dalla D.G.P. 1826 d.d. 27/10/2014 e dal Monitoraggio anno 2017 (Det. APRIE 60 d.d. 15/11/2017).

Risulta necessario precisare che esistono diverse tipologie di cippato, classificabili in base ad origine e purezza del materiale di partenza (presenza di aghi, terra, ecc.), grado di umidità, pezzatura, componente fine, etc. Queste variabili influiscono sulla qualità tecnologica del prodotto.

Sono individuabili principalmente due tipologie di cippato, quello forestale, o verde, e quello bianco. Il primo, di qualità inferiore, prende origine dalla cippatura indistinta di legname tondo, cimali, corteccia e cascami tipicamente derivanti da utilizzazioni forestali. Il secondo, di qualità superiore, deriva invece dalla cippatura di legname tondo selezionato appositamente in bosco per tale scopo oppure derivante da residui di operazioni di prima trasformazione di segheria. Potenzialmente, il cippato bianco può essere impiegato dalle piccole e medie utenze che utilizzano caldaie di ridotte dimensioni e da sistemi di stoccaggio e trasporto del combustibile suscettibili alle impurità contenute nel cippato forestale.

Le caratteristiche del cippato forestale sopra esposte lo pongono in una posizione di svantaggio rispetto a quello da segheria. Per tale motivo i flussi ed il valore della biomassa forestale verso il mercato vengono si-

gnificativamente condizionati dal livello qualitativo ottenibile nelle diverse tipologie di cantiere, a vantaggio della biomassa proveniente dal comparto della prima lavorazione, attualmente quello prevalentemente impiegato dalle centrali di teleriscaldamento. In aggiunta le caratteristiche tecniche di alcuni impianti di piccole dimensioni (sistema di alimentazione a coclea e tipologia di caldaia), le dimensioni degli spazi di stoccaggio e deposito, e le condizioni e tempi di consegna degli operatori forestali influiscono negativamente sull'appetibilità del prodotto sul mercato delle centrali di teleriscaldamento. Ne risulta che il cosiddetto cippato "verde" trovi principale collocazione in impianti fuori provincia.

La disponibilità futura di biomassa forestale impiegabile nel settore energetico è fortemente condizionata dall'andamento del prezzo di mercato: al crescere del suo valore la disponibilità effettiva aumenta, mobilitando il materiale proveniente anche dai cantieri di utilizzazione meno remunerativi; al contrario, come nell'attuale situazione anomala legata all'evento Vaia, dove si registra un surplus di offerta rispetto alla domanda, le quantità potenziali di biomassa forestale disponibili non vengono appieno recuperate e riman-

gono in bosco. Inoltre, considerando gli investimenti fatti dalle imprese di settore nel periodo successivo alla tempesta Vaia, si attende un ulteriore aumento del volume di sottoprodotti e scarti di lavorazione.

2.4.2 Variazioni dell'offerta di biomassa legnosa dovute all'evento Vaia

Gli schianti derivanti dalla tempesta Vaia ed il recupero del materiale legnoso ha comportato un notevole incremento di produzione di biomassa forestale. Tale sovrapproduzione risulta di difficile quantificazione per vari fattori legati alla commercializzazione, all'effettiva possibilità di recupero ed ai mercati di sbocco. L'aumento di disponibilità di biomassa forestale è legato a due fattori principali, uno diretto ed uno indiretto. L'evento meteorologico straordinario di Vaia ha determinato il danneggiamento di circa 19000 ettari complessivi di superficie forestale, distribuiti su tutta la Provincia e in gran parte con danni quasi totali ai soprassuoli forestali (circa 4 M m³ rispetto ad una ripresa ordinaria di circa 540.000 m³/anno). Indirettamente ne è derivata una grande disponibilità di materiale atterrato, solo in parte destinabile alla lavorazione commerciale (i.e. segati, imballaggio, etc), con quote consistenti di scarto destinate al mercato energetico.

Sulla base delle stime del materiale direttamente interessato da Vaia ed ipotizzando delle rese di lavorazione dei cantieri di utilizzazione forestale inferiori rispetto a quelle ordinarie (valore indicativo pari al 65%, rispetto ad un valore ordinario del 70%), si stima una produzione complessiva di biomassa molto maggiore rispetto alle condizioni ordinarie. Ulteriori fattori che condizionano la disponibilità di biomassa proveniente dagli schianti Vaia:

- Quota di materiale tecnicamente/economicamente non recuperabile (circa 450.000 m³);
- La qualità tecnologica del legno atterrato decade progressivamente con il passare del tempo; ciò comporta che, in funzione della velocità con cui si riuscirà a recuperare il materiale, una quota più o meno ampia dello stesso risulterà appetibile dal mercato (anche in funzione di eventuali incentivi economici dedicati) e condiziona l'aliquota destinata alla produzione di biomassa ad uso energetico, a scapito di quella destinata alla segazione.

In sintesi, su un orizzonte temporale che va dal 2018 al 2021, quando ipoteticamente verrà conclusa la fase di recupero degli schianti, è possibile quantificare la biomassa movimentata dal recupero degli schianti in un intervallo compreso fra 1,5 e 3,0 M msr.

La seconda componente che determina uno squilibrio nel regime produttivo delle foreste trentine è data dall'insorgenza dei cosiddetti danni secondari, principalmente dovuti alle infestazioni di *Ips typographus* (c.d. bostrico tipografo), a danno dei popolamenti forestali di abete rosso. Questo parassita xilofago, fortemente favorito dalla grande disponibilità di materiale atterrato, svilupperà, in un orizzonte temporale di alcuni anni, dei danni consistenti legati alla sua pullulazione sia nei popolamenti forestali direttamente interessati da Vaia, che in quelli ubicati fuori dalle aree maggiormente colpite dagli schianti.

L'attacco di questo parassita determina il disseccamento in piedi delle piante di abete rosso. Dove ciò avviene, l'utilizzazione di tale materiale permette una resa generalmente minore rispetto all'ordinario, generando in tal modo una maggiore aliquota di biomassa destinata all'impiego energetico.

I fattori che influenzano lo sviluppo di questo parassita sono molteplici, e spaziano da quello climatico, alla velocità con cui si riuscirà a procedere al recupero completo degli schianti Vaia. Risulta pertanto piuttosto difficile qualsivoglia previsione futura, anche se, a due anni dall'evento e sulla base dei monitoraggi condotti del Servizio Foreste e Fauna e dalla Fondazione E. Mach, è ragionevole ipotizzare che il materiale interessato dai danni secondari possa essere molto consistente: la stima previsionale può essere ricondotta ad una forbice variabile fra il 20 ed il 50% dei danni diretti causati dalla tempesta Vaia. I fattori che condizionano questa evoluzione sono legati alla manifestarsi di condizioni favorevoli al parassita, quali stagioni siccitose, ulteriori fenomeni perturbativi, oltre che della risposta che si riuscirà a mettere in campo per il suo contenimento; l'arco temporale di manifestazione dei danni secondari non sarà inferiore a 5-6 anni.

In sintesi, l'evento Vaia e le conseguenze ad esso correlate determineranno un picco di produzione di biomassa forestale che andrà progressivamente a ridursi nei prossimi anni. Si rientrerà quindi in un regime ordinario, prossimo a quello pre-evento, ipoteticamente tra il 2024 e il 2025.

Definendo uno scenario realistico, delineato da un'ipotesi ottimistica e da una più pessimistica, e sempre considerando la quota di materiale legnoso che, soggetto ad attacco parassitario, può essere comunque destinata alla segazione, è possibile quantificare una produzione di biomassa ad uso energetico compresa fra un valore di 0,16 e 0,4 M msr all'anno, fino al 2024, maggiore rispetto alla situazione ordinaria pre-Vaia (circa 370.000 msr)².

² Maggiore produzione di biomassa dovuta ai danni secondari in conseguenza di Vaia: danno Vaia (4 M m³) * coeff. danno (20-50%) * coefficiente di recupero della biomassa (35%) * coeff. di conversione m³ → msr (2,8)

2.5 / Rapporto tra estensione della rete di distribuzione del metano in aree servite da altri prodotti petroliferi e sistemi di teleriscaldamento a biomassa legnosa

All'interno dell'ambito unico provinciale del servizio di distribuzione del gas (ATEM Trento - D.G.P. 73/2012) sono presenti complessivamente 166 Comuni di cui 65 non sono metanizzati.

Poiché la morfologia del territorio trentino presenta alcune peculiarità e caratteristiche differenti a seconda della localizzazione geografica, per analizzare la possibile metanizzazione dei comuni che nel 2018 hanno manifestato la volontà di essere inclusi all'interno della gara di distribuzione dell'ATEM Trento si rende necessario considerare lo sviluppo della rete soprattutto *“rispetto anche ad eventuali soluzioni alternative all'uso del gas naturale negli usi finali, come il teleriscaldamento a biomassa legnosa”*, come recita il comma 3 dell'articolo 9 del Decreto 226/2011.

Inoltre, quanto presente sul territorio, sia in termini impiantistici, come descritto nei sotto paragrafi 2.1 e 2.2, sia di filiera legno-energia, nelle accezioni dei sotto paragrafi 2.3 e 2.4, sia per quanto concerne le esternalità positive ambientali generate, rimane patrimonio da salvaguardare e valorizzare.

Ne consegue che sia i sistemi di teleriscaldamento a biomassa legnosa esistenti sia le aree potenzialmente vocabili a discapito del metano siano oggetto di analisi. I risultati delle valutazioni, di cui a seguire si presentano i criteri seguiti, sono la base per l'individuazione dello scenario previsionale e delle traiettorie per la valorizzazione della biomassa legnosa del paragrafo 3.

a. sostenibilità ambientale

Per sostenibilità ambientale è intesa la valutazione del potenziale tecnico dell'offerta di materia prima verso gli impianti (esistenti e potenziali) di teleriscaldamento da filiere esclusivamente trentine a corto raggio, grazie ai dati raccolti dal Tavolo interdipartimentale biomasse legnose. Inoltre, in considerazione delle esternalità ambientali positive del teleriscaldamento a biomassa legnosa nel caso di sostituzione di prodotti petroliferi e di centralizzazione della produzione del calore, si è ritenuta prioritaria la sostituzione integrale di sistemi di riscaldamento a prodotti petroliferi almeno per la stessa area omogenea urbanizzata.

b. sostenibilità tecnologica

La sostenibilità tecnologica di una centrale di teleriscaldamento è strettamente in relazione alla presenza di domanda termica “teleriscaldabile”, non con-

siderando il fabbisogno per l'acqua calda sanitaria. La letteratura più recente, tra cui si cita il Rapporto del febbraio 2021 del GSE “Valutazione del potenziale nazionale e regionale del riscaldamento efficiente”, identifica come soglia minima di domanda teleriscaldabile per nuove iniziative 1 GWh all'anno, ed il coinvolgimento di almeno la metà dell'intera volumetria sita nel comune di riferimento dell'impianto.

In aggiunta ai parametri di dimensionamento e alle caratteristiche tecnologiche delle macchine e reti impiegate, nonché i parametri energetici della materia prima per la combustione (PCI), i principali criteri tecnici di valutazione comunemente annoverati sono:

1. Perdite di rete, cioè la quantità di calore che viene dissipata durante il trasporto del calore dalla centrale termica all'utenza. Le perdite di rete dipendono – oltre che da fattori tecnici legati alle caratteristiche del tubo (isolamento, attrito ecc.) - principalmente dalla distribuzione e concentrazione della domanda di calore lungo la rete. Le perdite di rete dipendono quindi dalla “densità termica” della rete.
2. Il concetto di “densità termica” è il secondo criterio tecnico che descrive lo stato di salute e quindi la profittabilità di una rete di TLR, perché è il driver fondamentale dei costi di distribuzione, assieme alla differenza tra la temperatura di mandata e quella di ritorno. La “densità termica” della rete dipende sia dalla tipologia di utenza connessa, sia dalla configurazione della rete. La misura della densità termica comunemente utilizzata è la densità termica lineare (linear heat density) della rete, definita come la quantità di calore domandata per metro lineare di rete e misurata in MWh/m/anno: maggiore tale densità, più efficiente il funzionamento della rete.

A parità di rete, la densità termica è ovviamente determinata dalla domanda di calore. La domanda di calore, date le caratteristiche degli edifici, è proporzionale ai c.d. “gradi giorno”.

La bassa densità termica è quello che caratterizza il territorio urbanizzato trentino nella maggioranza dei comuni in zona climatica F. Il range di variabilità della densità termica dei 14 impianti siti in provincia che hanno fornito il dato necessario al calcolo dell'indicatore, è: 0,25-2 MWh/m.

3. innovazione nelle componenti tecnologiche, infatti, ad eccezione dell'esistente, i nuovi impianti di teleriscaldamento a biomassa dovranno necessariamente prevedere di rispondere a certi criteri tecnologici come basse pressioni e basse temperature, riduzione dei diametri delle tubature etc, in risposta alla necessità di ridurre i costi per sopperire alla mancanza di adeguata densità termica

lineare. Questo si aggiunge ad una maggiore attenzione nella fase di pianificazione dell'iniziativa, per bene identificare non solo le reali aree della provincia dove sussiste un fabbisogno teleriscaldabile, ma anche, identificata l'area, il posizionamento della centrale ed il disegno della rete, oltre ad una progettazione esecutiva e realizzazione di comprovata competenza.

c. sostenibilità economico-finanziaria

Nella letteratura tecnica ed economica sono state identificate alcune regole empiriche per determinare la sostenibilità economica di una rete di TLR sulla base della sua densità termica lineare.

Secondo la Commissione³, affinché una rete di TLR sia "direttamente fattibile" la sua densità termica lineare dovrebbe essere non inferiore alla soglia di 2,5 MWh/m, con una domanda di calore di 130 kWh/mq. Il Rapporto del Progetto UP-RES, progetto pilota sulla pianificazione urbana nell'ambito del programma Intelligent Energy Europe, ha identificato una soglia di 2 MWh/m, con riferimento ad una domanda di calore di 140 kWh/mq, analizzando impianti esistenti in Svezia, Danimarca e Finlandia.

Sempre in Svezia, altri studi, riferiti in particolari a reti a bassa densità termica, hanno individuato una soglia minima di densità termica lineare di 0,8 MWh/m/anno per una gestione economicamente sostenibile. È da puntualizzare che tali soglie sono tratte da esperienze di produzione e distribuzione di calore in impianti alimentati da gas metano e non da biomassa legnosa, come qui in specie. Gli annuari AIRU, ad ogni modo, non si discostano significativamente da tali soglie nelle loro trattazioni introduttive ai rapporti annuali sulle reti italiane.

Per quanto riguarda le reti trentine, emerge una grande differenziazione, che riflette i criteri fin qui esposti. L'importanza della densità termica fa sì che, nel caso si voglia intervenire sugli impianti esistenti, vi sia una fondamentale differenza tra la fattibilità tecnica e la profittabilità economica di estensioni della rete di TLR intese come infittimento della rete secondaria all'interno di un perimetro di rete già definito – la c.d. "saturazione" dell'area interessata dalla rete di TLR esistente – e le estensioni della rete che riguardano ampliamenti della rete esistente a nuove aree. L'in-

dagine Conoscitiva sul Settore del Teleriscaldamento (IC 46) di ARERA puntualizza infatti come, nel primo caso, siano sfruttate le cosiddette "economie di densità", grazie a modesti ampliamenti della rete secondaria, mentre nel secondo caso, invece, l'estensione deve avere una sua economicità che dipende dal rispetto di una densità termica minima nella nuova area da servire. Questo mette in luce come le reti di TLR siano inerentemente limitate spazialmente e, soprattutto, come le esternalità di rete indirette siano collegate più alla saturazione – e quindi alle economie di densità – che alle economie di scala.

d. sostenibilità gestionale

Attualmente, nelle aree non metanizzate il prezzo del calore ottenuto dal gasolio costituisce un "*umbrella price*" per il TLR. Si osserva, inoltre, come le variazioni del prezzo del calore siano collegate alle variazioni del prezzo del gasolio e non tanto alle oscillazioni del prezzo del cippato e alle sua caratterizzazione qualitativa, come pezzatura, contenuto idrico, potere calorifico e densità termica.

Nell'eventualità di interventi su reti esistenti, l'ingente costo della rete, specialmente in relazione alle caratteristiche montane del nostro territorio e alla bassa densità termica, sembrerebbe incentivare una strategia di penetrazione del mercato (prezzi bassi), in modo da assicurare nel più breve tempo possibile un flusso di ricavi tale da coprire i costi fissi di ammortamento. Inoltre, pare evidente come, sempre in relazione al prezzo, i teleriscaldamenti siti in territori in cui è possibile una metanizzazione, debbano considerare eventualmente un differente "*umbrella price*", riferibile al gas metano. Questo dev'essere considerato non solo in relazione al costo del combustibile ma anche al costo della caldaia singola e ai costi di gestione e manutenzione annuali, così da permettere un confronto corretto tra i due sistemi di riscaldamento.

In aggiunta al prezzo un sistema integrato come il teleriscaldamento a biomassa legnosa, ancor più di dimensioni limitate, sia in termini di estensione della rete, sia in termini di potenza termica nominale della caldaia, richiede un gestore operatore specializzato, che abbia le competenze e la struttura tecnica ed amministrativa per reggere tale quotidiano impegno.

³ Commission Staff Working Document, Guidance note on Directive 2012/27/EU on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EC, and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC Article 14: Promotion of efficiency in heating and cooling, accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament and the Council implementing the Energy Efficiency Directive – Commission Guidance, SWD (2013) 449, 6 novembre 2013

⁴ M6 – Energy Distribution: District Heating and Cooling, Intelligent Energy Europe, UP-RES (Urban Planners with Renewable Energy Skills) Project, slides del modulo. Informazioni sul progetto e i materiali prodotti sono disponibili all'indirizzo <http://aaltopro2.aalto.fi/projects/up-res/materials.html>.

⁵ Zinko H. (ed.), District heating distribution in areas with low heat demand density, IEA, 2008, p. 8. Questo valore si riferisce ad una rete che serva abitazioni unifamiliari.

3. Scenario previsionale per la valorizzazione energetica della biomassa legnosa trentina

3.1 / Obiettivi specifici e traiettorie di analisi

Si specifica che, in termini di produzione energetica - principalmente energia termica -, lo scenario proposto non prevede un significativo incremento mentre si concentra su una strategia di valorizzazione, con un conseguente aumento di uso, della materia prima legnosa locale, in stretto raccordo e sinergia con il piano di estensione della rete del gas metano, e del Piano provinciale di qualità dell'aria.

Ai fini del raggiungimento di tali obiettivi specifici, lo scenario previsionale analizza le seguenti traiettorie, considerate prioritarie:

Incrementare l'uso di biomassa legnosa locale da bosco negli impianti centralizzati e di potenza superiore a 500 KW siti in aree cosiddette "vocabili", sia non metanizzate o sia ove efficace l'accoppiamento con metano, attraverso l'ottimizzazione e l'efficientamento degli impianti esistenti, la messa in esercizio di nuovi impianti trainati da utenze "energivore", come quelle agro-industriali, e la promozione e sostegno alla costituzione di comunità energetiche;

Ottimizzare l'uso di biomassa legnosa negli impianti domestici, tramite rinnovo degli apparecchi di combustione della legna con analoghi che rispettino i migliori standard emissivi con classificazione ambientali (DM 186/2017), anche accoppiati ad altre tecnologie.

3.2 / Traiettorie per l'offerta di biomassa legnosa

3.2.1 Incentivo al potenziamento della produzione interna di pellet

Il pellet vede un sempre maggiore e diffuso impiego nel mercato domestico e non solo.

La produzione di pellet partendo, sia dall'ingente disponibilità di segatura e trucioli derivante dalle imprese di prima trasformazione (392.000 mcst), che dal cippato bianco (forestale e non), può contribuire a rendere appetibile una importante quota di biomassa legnosa verso un ampio mercato nazionale, che attualmente si approvvigiona in maniera importante dall'estero.

L'incentivazione alla creazione di impianti di pellettizzazione può contribuire a differenziare la produzione delle aziende della filiera foresta-legno-energia, a immettere sul mercato un prodotto ad elevato interesse economico e a creare occupazione a livello locale.

3.2.2 Creazione di una rete infrastrutturale viaria forestale capillare ed efficiente, ben distribuita

sul territorio e con caratteristiche costruttive idonee a supportare le attività di utilizzazione e produzione della biomassa.

Interventi sulla rete viaria forestale provinciale che risulta ad oggi ben sviluppata in termini di estensione complessiva (circa 5500 km), ma che necessita, anche in relazione al momento storico in cui è stata sviluppata, di un sostanziale ammodernamento, volto a conferire alla stessa le caratteristiche costruttive necessarie all'impiego di mezzi moderni (i.e. adeguamento della larghezza, dei raggi di curvatura e della portanza del piano viabile, creazione degli spazi di manovra per le varie fasi lavorative - esbosco con gru a cavo, allestimento all'imposto, cippatura, etc). Su questo fronte, dal 2019 ed entro il 2021 verranno conclusi importanti interventi di ripristino, potenziamento ed ammodernamento della rete viaria, grazie alle risorse mobilitate dal Piano d'Azione per gli schianti Vaia. A questo si affianca la creazione di piazzali di stoccaggio per il legname, fruibili in futuro anche per la gestione della biomassa.

Visto e considerato che il Piano di Sviluppo Rurale 2014-2020, attraverso l'Operazione 4.3.2, prevedeva incentivi per l'adeguamento tecnologico delle infrastrutture forestali esistenti, così come finanziamenti per la realizzazione di nuove strade e piazzali forestali, si ipotizza di dare continuità a tali misure di sostegno.

3.2.3 Organizzazione di una filiera logistica efficiente e moderna con un parco mezzi moderno e funzionale alla produzione di biomassa

Visto e considerato che il Piano di Sviluppo Rurale 2014-2020 interveniva attraverso aiuti economici e finanziamenti alle aziende di settore con finanziamenti finalizzati all'acquisto di mezzi ed attrezzature per l'ammodernamento del parco macchine in termini di produttività, sicurezza ed impatto ambientale, utili anche alla filiera della produzione della biomassa forestale (Misura 8.6.1), si ipotizza di dare continuità a tali misure di sostegno.

3.2.4 Valorizzazione della produzione di cippato bianco

legata alle utilizzazioni forestali attraverso selezione del legname grezzo di partenza, certificazione di qualità e innovazione delle forme di vendita. La produzione di cippato bianco e la sua immissione sul mercato delle piccole e medie utenze promuove indirettamente l'utilizzo da parte delle grandi centrali a biomasse del cippato forestale rimanente.

Sostegno ai produttori di biomasse forestali nella selezione del materiale migliore per la produzione di cippato bianco a scapito della cippatura generalizzata di tutta la biomassa come cippato forestale. La produ-

zione di cippato bianco di qualità necessita inoltre di spazi adatti allo stoccaggio e alla stagionatura, così come di attrezzature idonee a pesatura, vagliatura e selezione.

Sensibilizzazione dei produttori di cippato alla necessità di una certificazione di qualità, in modo da rendere il cippato locale riconoscibile e concorrenziale sul mercato.

Adozione di forme di vendita innovative della biomassa ad uso energetico, passando ad esempio dalla vendita con un prezzo ad unità di volume o di massa ad un prezzo ad unità di energia termica. Tale azione potrebbe avere un effetto di incentivazione di tutte le pratiche atte a produrre cippato qualitativamente superiore.

3.2.5 Strutturazione di filiere corte legno-energia

L'ostacolo principale alla creazione di filiere locali di approvvigionamento della biomassa verso gli impianti di impiego, come già descritto in precedenza, è rappresentato dalla maggiore competitività economica del materiale proveniente dal settore della prima lavorazione. Sulla base di questa valutazione, la definizione di bandi di fornitura, specificamente predisposti per incentivare l'impiego di biomassa di provenienza forestale locale rappresenta, in affiancamento ad altre azioni, un valido strumento di valorizzazione della produzione interna.

In questo senso la promozione di accordi di filiera fra i soggetti proprietari forestali ed i gestori degli impianti potrebbe permettere di creare un maggior legame tra offerta e domanda locali: in alcune aree della Provincia si stanno definendo accordi per cui la biomassa proveniente dalle utilizzazioni forestali, su specifica previsione all'interno dei capitolati, viene stoccata e messa a disposizione del proprietario. Successivamente il soggetto gestore dell'impianto locale propone dei bandi di acquisto, lavorazione e fornitura della biomassa a favore del proprio impianto.

La strutturazione di filiere legno-energia corte potrebbe rappresentare, con i dovuti adeguamenti locali, un collegamento diretto tra produzione forestale ed impiego locale, visto e considerato i legami giuridici - seppur non sempre esistenti - tra proprietari forestali (i.e. Comuni e ASUC) e soggetti gestori degli impianti (i.e. aziende municipalizzate, società partecipate, etc). Sensibilizzazione dei proprietari forestali e delle imprese di utilizzazione sul tema della misurazione dei quantitativi di biomassa prodotti tramite le utilizzazioni forestali. Questo nell'ottica della tracciabilità della biomassa ai fini delle certificazioni di provenienza e della creazione di filiere legno-energia corte.

3.3 / Traiettorie per la domanda di biomassa legnosa

3.3.1 Nuovi impianti a biomassa legnosa, anche dotati di rete di teleriscaldamento, trainati da utenze nei settori agro-industriali e industriali

Indipendentemente dalla presenza o meno della rete di gas metano, si prevede la possibilità di intervenire prioritariamente a supporto della creazione di impianti di produzione di calore da biomassa legnosa prioritariamente impiegati per processi specifici all'interno dei settori agro-industriali ed industriali, anche in accoppiata con il combustibile principale. Si riconosce, sulla base di passate ed attuali esperienze locali, nazionali ma anche estere, nonché evidenze nella letteratura scientifica, l'efficacia nel prevedere l'accoppiata biomassa legnosa/combustibile fossile per cantine, caseifici e stoccaggio e lavorazione della frutta e delle mele. Più in dettaglio, se per cantine vitivinicole, distillerie, caseifici e lavorazione della frutta si può insistere per processi di sterilizzazione e pastorizzazione, ove quindi è necessario prevalentemente calore, per le mele possono essere valutati impianti di trigenerazione con la produzione di freddo.

Questi impianti possono essere messi a sistema territoriale, dotandosi di rete di teleriscaldamento, che possa servire anche utenze limitrofe, miste, residenziali, pubbliche e terziarie.

3.3.2 Impianti esistenti di teleriscaldamento a biomassa legnosa

Tra gli impianti di teleriscaldamento esistenti ricadono attualmente impianti di proprietà comunale ed altri di operatori privati. Le azioni rispetto a questa traiettoria saranno elaborate in considerazione di tale situazione proprietaria e della relativa possibilità di accesso a misure di supporto economico e finanziario, nonché tariffario, in capo ai vari livelli istituzionali. Inoltre, è da rimarcare come questo piano consideri la necessità di supportare prioritariamente impianti centralizzati che siano adatti, dal punto di vista di caratteristiche d'impianto, alla valorizzazione di cippato forestale trentino, e che ne facciano largo uso, anche dotandosi di:

- piazzali/aree coperte di seconda lavorazione e stoccaggio (quando non vi è un rapporto diretto tra impresa forestale e impianto tlr), anche per ovviare al disallineamento temporale tra produzione forestale e impiego invernale;
- contratti di fornitura specifici, come sopra menzionato, finalizzati al conferimento di materiale locale;
- strumentazione dedicata alla caratterizzazione chimico-fisica della biomassa, per qualificare l'impiego di materiale idoneo.

È da aggiungere che la legge provinciale n.12/2012, con l'introduzione dell'articolo 18 bis nell'autunno 2020, di fatto prevede la promozione ed il supporto alle comunità energetiche quali enti senza finalità di lucro, partecipati da soggetti pubblici e/o privati, costituiti al fine di promuovere il processo di decarbonizzazione dell'economia e dei territori. Nel verso del progressivo abbandono delle fonti fossili e di contestuale riduzione dei consumi energetici specifici, il Piano ritiene gli impianti di teleriscaldamento a biomassa legnosa esistenti attualmente in Trentino uno degli elementi chiave per scommettere sulle capacità dei cittadini trentini, uniti in organizzazioni imprenditoriali, di condurre celermente il territorio provinciale verso uno sviluppo più sostenibile. I servizi abbinabili ad un impianto di teleriscaldamento che distribuisce calore sono ampi e possono andare da impianti fotovoltaici, a colonnine di ricarica elettrica per autoveicoli ed e-bike, flotte di veicoli per gli enti pubblici ed altro ancora, in modo da perseguire una dimensione di "comunità d'area" con una pluralità di soggetti produttori e consumatori.

Gli aspetti più propriamente riconducibili alla configurazione delle comunità energetiche, sono trattati nello scenario "Comunità Energetiche", a cui si prega di riferirsi.

Da ultimo, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, in accordo con il decreto legislativo 4 luglio 2014 n. 102, come successivamente modificato e integrato, esercita i poteri di regolazione sugli impianti di teleriscaldamento e teleraffrescamento che attengono:

- standard di qualità: rapporti commerciali, continuità e sicurezza del servizio;
- criteri di determinazione tariffe di allacciamento e modalità di scollegamento;
- modalità di pubblicazione prezzi per fornitura, allacciamento e disconnessione;
- condizioni di riferimento per la connessione alle reti di telecalore;
- tariffe di cessione del calore, nei casi di nuove reti (dal 19 luglio 2014) con obbligo di allacciamento imposto da Comuni o Regioni;
- modalità di fornitura contatori e informazioni sui consumi.

Ai sensi del decreto legislativo n. 102/2014, l'Autorità esercita altresì i poteri di controllo, ispezione e sanzione previsti dalla legge 14 novembre 1995 n. 481, nonché i poteri sanzionatori di cui all'articolo 16 del decreto legislativo n. 102/2014.

Nel rispetto della definizione all'art.2, lett. gg del decreto legislativo n.102/14 per la quale una rete di teleriscaldamento e teleraffrescamento è "una qualsiasi infrastruttura di trasporto dell'energia termica da una

o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti di utilizzazione, realizzata prevalentemente su suolo pubblico, finalizzata a consentire a chiunque interessato, nei limiti consentiti dall'estensione della rete, di collegarsi alla medesima per l'approvvigionamento di energia termica per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria", una prevalenza di impianti siti in Trentino è tenuta a sottostare a quanto definito da ARERA, comportando, per molti di essi, modifiche, anche sostanziali, alla loro attività con costi e difficoltà operative correlate. Le categorie prioritarie sulle quali lo scenario prevede un intervento sono le seguenti:

Categoria 0. Mantenimento in esercizio dell'impianto esistente di teleriscaldamento

Mantenimento dell'esistente in mancanza di ulteriore domanda di calore teleriscaldabile sia nell'area interessata dalla rete del TLR esistente sia in una possibile nuova area.

Categoria 1. Saturazione della rete esistente di teleriscaldamento

Nel caso di presenza di un'adeguata domanda di calore teleriscaldabile all'interno del perimetro di rete già esistente, ci si prefigge di impiegare tutta la capacità residua della caldaia dell'impianto preesistente procedendo ad un infittimento della rete secondaria e quindi alla saturazione dell'area interessata dalla rete del TLR esistente, programmando, se in zona di espansione del servizio di distribuzione del gas metano, una compresenza con l'ampliamento della rete nel caso di installazione di caldaia di soccorso e servizio alle utenze escluse dalla saturazione.

Categoria 2. Revamping della caldaia e ampliamento della rete di teleriscaldamento a nuove aree

Nel caso di presenza di una densità termica superiore ai minimi definiti per profittabilità tecnico-economica in una possibile nuova area, ci si prefigge di servire tutto il fabbisogno di calore di quella località tramite l'estensione della rete di teleriscaldamento esistente, e anche, se opportuno, tramite il potenziamento della caldaia. Questo dovrà sottendere la sostituzione totale di prodotti petroliferi ad uso domestico quali gasolio e gpl con il sistema centralizzato a rete e dotare la centrale di adeguata caldaia di soccorso, anche, eventualmente, a metano.

	CATEGORIA 1	CATEGORIA 2	TOTALE
Consumo gasolio "evitato" [t]	3.385	3.916,45	
Potenziale domanda biomassa legnosa aggiuntiva [t]	11.492,7	13.297,1	24.789,8
CO2 evitata [t]	10.679,7	12.356,4	23.036,1
Emissioni evitate [%]	0,37	0,43	0,8

Tabella 10

Stima potenziale domanda aggiuntiva e relative emissioni evitate

3.4 / Traiettorie per la ricerca e innovazione

In aggiunta agli ambiti sopra evidenziati più tradizionalmente orientati a sistemi energetici che prevedono la combustione della biomassa legnosa, e quindi ottimizzazione degli impianti esistenti, accoppiamento ed ibridazione con altre fonti rinnovabili, nello specifico con i pannelli solari per i fabbisogni di acs, una traiettoria da investigare è la produzione di bioSNG da biomassa legnosa (cippato forestale). Tema già posto all'attenzione del tavolo interdipartimentale biomassa legnosa ed inserito negli ambiti prioritari S3. In termini di obiettivi specifici, nel periodo di Piano ci si propone di esaminare il valore aggiunto in termini strategici, nello specifico di sfruttamento di una risorsa locale, produzione di energia da rinnovabili, innovazione, ricadute sul territorio; esaminare la fattibilità di strutturazione di una filiera locale di cippato verso la produzione di bioSNG e valutare la fattibilità tecnica ed economica della realizzazione di un impianto pilota di produzione di bioSNG da cippato forestale. Sono da porre in evidenza alcuni elementi di criticità:

- costi d'investimento elevati in assenza di incentivazione pubblica;
- nessun impianto industriale attualmente in esercizio;
- quantità esigue di cippato forestale in utilizzo;
- rischi tecnologici alti;

- stabilizzazione della qualità della biomassa in ingresso;
- pulizia tar;
- catalizzatori;
- qualità del syngas prodotto;
- qualificazione ed utilizzo del biochar;
- compatibilità delle tecnologie per l'immissione del bioSNG nella rete di metano attuale;
- contrarietà collettiva.

Rimangono fondamentali per una più precisa pianificazione delle future attività alcune variabili come la taglia di impianto, che incide significativamente sulla scelta delle tecnologie dei componenti presenti nel processo, la localizzazione nel territorio trentino e lo sviluppo industriale del progetto. Queste condizionano la prima fase di engineering e la fattibilità economica oltre all'accettabilità della popolazione.

Si prospetta quindi la definizione di un programma di sviluppo e ricerca in due step: 1. engineering (ricerca); e 2. piloting.

Si suggerisce altresì che le attività di ricerca siano condivise tra gli enti di ricerca del territorio, alla luce delle differenti expertise e della potenzialità di acquisizione di nuove competenze. Si fa inoltre presente la potenzialità di coinvolgere anche università fuori provincia, ove, da diversi anni, sussista un'area di ricerca dedicata alla produzione energetica da biomasse.

4. Conclusioni

Le traiettorie analizzate sulla domanda e sull'offerta, sottendono un rafforzamento dell'impegno e della partecipazione, da un lato, su attività di informazione verso la cittadinanza sulle buone pratiche di combustione e sulla gestione/manutenzione professionale di apparecchi e camini, e dall'altro su attività di in-

formazione e formazione tecnica per operatori della filiera legno-energia, imprese forestali, segherie e installatori/gestori di impianti. Pare evidente come gli effetti delle stesse non possano essere quantificati con scenari previsionali ma evidenze scientifiche paiono confermare il loro indubbio effetto trainante.

IMPIANTI DI PRODUZIONE ENERGETICA DA BIOMASSA LEGNOSA ED EFFICIENZA ENERGETICA

Come ogni impianto finalizzato alla produzione di energia, anche gli impianti che producono energia termica e/o elettrica da biomassa legnosa dovranno perseguire il miglior utilizzo del combustibile garantendo, nel rispetto delle condizioni poste dai relativi provvedimenti di autorizzazione, la maggior produzione possibile di energia in relazione alle condizioni di progetto ed alla corretta e puntuale manutenzione di tutti i relativi componenti.

Per quanto attiene alle previsioni del Decreto del Presidente della Provincia 30 luglio 2008, n. 29-136/Leg. in materia di utilizzo energetico dei combustibili, si ricorda che i requisiti minimi di efficienza energetica degli impianti in questione, già fissati nell'Allegato 2 del PEAP 2013-2020 e qui confermati, potranno essere ridefiniti mediante specifico provvedimento del Dirigente dell'Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia, previo parere del Dirigente dell'Agenzia Provinciale per la Protezione dell'Ambiente.





Scenari di decarbonizzazione al 2030

Sezione 2 | GLI SCENARI PREVISIONALI

Scenario di valorizzazione energetica del potenziale di biogas

Per approfondire vedasi l'Allegato Tecnico 8 e la relativa appendice

1. Introduzione

Il presente capitolo è volto all'identificazione dei quantitativi di scarti organici disponibili a livello provinciale, andando a censire, per ogni porzione di territorio individuata:

- reflui zootecnici, distinguendone la tipologia sulla base delle diverse modalità di gestione delle aziende esistenti;
- rifiuti organici (intesi come tali e pertanto attualmente destinati a smaltimento) generati dai processi di trasformazione agroindustriale, definendone le caratteristiche qualitative;
- scarti organici generati dai processi di trasformazione agroindustriale, definendone le caratteristiche qualitative dopo averne individuato le attuali destinazioni;
- fanghi generati dagli impianti di depurazione acque reflue urbane.

Vengono tenuti in considerazione i dati raccolti in precedenti indagini condotte nell'ambito degli studi finalizzati all'elaborazione del BAP (Piano di Azione per le Biomasse - 2011) e del PEAP 2013-2020, in modo da fornire un quadro esaustivo aggiornato di tutte le tipologie di scarti organici fermentescibili presenti a livello locale.

Ciò permette di valutare il contributo della produzione di biogas da biomasse organiche del territorio alla decarbonizzazione del Trentino sia per l'immissione del biometano nella rete di trasporto del gas metano (si rimanda al capitolo 12 per ulteriori approfondimenti in merito), sia per lo sfruttamento in impianti di piccola taglia su scala minore, in regime di autoproduzione-autoconsumo, nonché per l'uso nel settore dell'autotrazione.

Per i dettagli dello studio di valutazione del potenziale di Biogas si rimanda all'Allegato Tecnico 10 del piano e alla sua appendice.

2. Campagna di reperimento dati

2.1 / Metodo

Punto di partenza per la stima del potenziale di biogas e biometano producibili in Provincia di Trento è la determinazione dei quantitativi di matrici organiche di scarto generate mediamente sul territorio e teoricamente valorizzabili attraverso processi di digestione anaerobica capaci di produrre biogas (e quindi biometano). Le fonti dei dati, di seguito riassunte, variano a seconda della tipologia di filiera oggetto di indagine. Il grado di dettaglio geografico ricercato è stato quello del singolo Comune.

2.2 / Origini dei dati

2.2.1 Reflui zootecnici

La quantificazione dei reflui prodotti dal comparto dell'allevamento animale sono stati ottenuti attraverso l'anagrafe fornita dall'APSS. I dati dei capi allevati si riferiscono al 2018, in quanto all'avvio dei lavori per l'aggiornamento del PEAP era stato ritenuto opportuno ottenere un quadro più aggiornato possibile a supporto delle elaborazioni, prima ancora di stabilire il metodo di lavoro.

Sono stati considerati:

- **Bovini:** per tale categoria l'indagine ha potuto avvalersi delle competenze interne a FEM. Pur non potendo condurre un censimento per singola azienda agricola trentina, si è cercato di conferire un grado di dettaglio che permettesse di distinguere:
 - Per tipologia di refluo: liquame o letame. Sfruttando un database interno è stata applicata una sommaria distinzione del metodo di conduzione delle stalle.
 - Per mesi di permanenza in stalla, sfruttando informazioni APSS risalenti al 2017 e distinguendo fra capi portati in alpeggio nel periodo estivo e capi che permangono in stalla tutto l'anno
 - Per età dei capi, aspetto particolarmente influente per questa tipologia di animali

Il comparto bovino risulta quello generante il maggiore quantitativo di reflui e, pertanto, il più interessante in termini di potenziale di biogas/biometano ottenibile. Ciò giustifica il maggior grado di dettaglio ricercato nella fase di reperimento dati. Per un controllo incrociato teso a rafforzare i dati ottenuti è stato applicato, per quanto possibile, anche il metodo di stima che si basa sui quantitativi di latte lavorato dai caseifici provinciali.

- **Suini:** l'anagrafica APSS non riporta il numero di capi, ma unicamente il range dimensionale delle

aziende esistenti sul territorio provinciale. Incrociando i dati dell'anagrafe nazionale si sono potuti determinare i capi con maggiore precisione. Interviste agli operatori di settore hanno permesso di ipotizzare il sistema di conduzione della stalla generalmente più diffuso in Provincia di Trento.

- **Cunicoli:** APSS ha fornito una stima dei capi dei principali allevamenti esistenti. Si sono effettuate delle stime ed approssimazioni, sulla base della letteratura disponibile, per tenere conto della conduzione dell'allevamento (e della conseguente modalità di raccolta e allontanamento dei reflui).
- **Avicoli:** il numero preciso di capi fornito da APSS non distingue per età. Si sono pertanto effettuate delle stime ed approssimazioni, sulla base della letteratura disponibile, per tenere conto della conduzione dell'allevamento (e della conseguente modalità di raccolta e allontanamento dei reflui).
- **Ovicapri:** idem come sopra. Analogamente a quanto effettuato per il comparto bovino, sono stati applicati coefficienti riduttivi per tenere conto dei mesi di alpeggio generalmente praticati dagli allevamenti trentini.

2.2.2 Rifiuti organici

L'APPA ha fornito un'estrazione aggregata dei dati relativi ai MUD 2018 (Modelli Unici di Dichiarazione Ambientale), ossia le comunicazioni che enti e imprese presentano ogni anno, indicando quanti e quali rifiuti hanno prodotto e/o gestito durante il corso dell'anno precedente.

Purtroppo non è stato possibile ottenere i dati quantitativi a livello di singolo Comune, ma per Comunità di Valle. Ai fini delle successive elaborazioni, pertanto, il dato quantitativo è stato attribuito convenzionalmente ad un comune baricentrico della Comunità di Valle oggetto di valutazione. Le matrici considerate sono di seguito riportate. Ad esse sono stati attribuiti valori di potenziale metanigeno ricavati da letteratura o da archivi interni FEM.

- **FORSU:** ai fini del presente studio, i quantitativi di rifiuto umido da raccolta differenziata contribuiscono a livello marginale, in quanto nell'unico impianto provinciale di trattamento (San Michele all'Adige, loc. Cadino) viene conferita la maggior parte dell'organico proveniente dai bacini di raccolta provinciali, ad eccezione delle aree delle Giudicarie e parte di Alto Garda e Ledro. Ad oggi non si conosce se anche il materiale prodotto in queste zone sarà destinato ad essere valorizzato all'interno del confine provinciale. A Rovereto, presso il depuratore provinciale è inoltre operativo un impianto di pretrattamento della FORSU (raccolta nel Comune di Rovereto e in Vallagarina),

che alimenta il digestore per fanghi di depurazione (co-digestione).

- Rifiuti da aziende di trasformazione agroalimentare: sono stati forniti i quantitativi delle seguenti categorie di rifiuto:

- rifiuti prodotti da agricoltura, orticoltura, acquacoltura, selvicoltura, caccia e pesca
- rifiuti della preparazione e del trattamento di carne, pesce ed altri
- rifiuti della preparazione e del trattamento di frutta, verdura, cereali, oli
- rifiuti dell'industria lattiero-casearia
- rifiuti dell'industria dolciaria e della panificazione
- rifiuti della produzione di bevande alcoliche ed analcoliche (tranne caffè, tè e cacao)

L'impossibilità di conoscere le reali matrici che costituiscono le singole categorie ha imposto di assumere alcune ipotesi per la stima delle caratteristiche chimico-fisiche che condizionano, a loro volta, il potere metanigeno.

2.2.3 Fanghi da depurazione delle acque reflue

Sono stati utilizzati i dati comunicati da ADEP nel 2018 relativi ai fanghi generati dagli impianti di trattamento acque provinciali nel corso dell'anno precedente. I dati sono stati comunicati già in termini di contenuto di solidi totali, consentendo pertanto di rendere più precisa la stima dei quantitativi, svincolata in tal modo dall'incognita legata al contenuto d'acqua.

2.2.4 Scarti da aziende di trasformazione agroalimentare

I materiali biodegradabili di scarto allontanati dalle aziende possono uscire dal regime di rifiuto se entrano a far parte di un ulteriore processo di valorizzazione. Per individuare tale potenziale contributo in termini quantitativi – oltre che per distinguere con maggiore dettaglio la tipologia delle matrici smaltite in qualità di rifiuto e registrate dai MUD - è stato predisposto un questionario da sottoporre alle aziende più rappresentative individuate sul territorio provinciale. Con tale questionario si rende possibile, oltretutto, l'individuazione dei flussi di materiale diretti al di fuori del territorio provinciale, essendo prevista l'indicazione delle destinazioni degli scarti. Per agevolare la somministrazione ed il recupero dei questionari, l'indagine si è avvalsa

della collaborazione dell'Associazione Industriali, di Confcommercio - Associazione Panificatori e dell'Associazione Artigiani – Categoria birrifici.

Il settore dei piccoli frutti è stato oggetto di indagine attraverso interviste rivolte ai principali player presenti sul territorio provinciale. Lo scarto in fase di raccolta non supera mediamente il 2%¹ della produzione, pertanto, visti i limitati quantitativi assoluti di prodotto generati dalla filiera in oggetto (nonché lo scarto quasi nullo prodotto in fase di lavorazione e confezionamento), tali matrici non sono state considerate nel presente studio.

Per quanto riguarda gli scarti del settore lattiero caseario, lo stato attuale vede confermata la soluzione gestionale già descritta nell'ambito del precedente PEAP, ossia la raccolta da parte di "Trentingrana - Consorzio dei Caseifici Sociali Trentini s.c.a." della maggior parte del siero generato dai Caseifici consorziati al fine di una sua valorizzazione attraverso la trasformazione in un semilavorato in polvere (con un fattore di produzione pari a circa il 6% in termini di peso) molto richiesto dal mercato. Tale soluzione risulta ancora remunerativa e consente la copertura dei costi di processo e di trasporto, nonché l'ottenimento di margini da ridistribuire agli associati. Una parte del quantitativo totale di siero viene anche conferito da realtà produttive non consorziate.

Il Consorzio sta valutando la possibilità di avviare a processo anaerobico presso la propria sede il latticello di burrificazione ed i fanghi del flottatore. A tal riguardo sono in corso valutazioni di sostenibilità tecnico/economica. Lo smaltimento dei fanghi di processo e del latticello, infatti, rappresenta una costante voce di costo: la frazione non digerita derivante da flottazione si presenta in forma liquida e viene destinata tramite autobotti ad un depuratore dotato di digestore anaerobico. La porzione palabile è costituita, invece, dai fanghi pressati che vengono trasportati presso impianti di compostaggio.

2.2.5 Scarti dal settore vitivinicolo

Alla maggior parte delle cantine e distillerie trentine è stato sottoposto un questionario volto a determinare i quantitativi di scarti prodotti e le loro destinazioni. Le matrici fermentescibili identificate sono: vinaccia fresca, vinaccia esausta, feccia, borlanda, raspi.

¹ Circa 1000 q.li di scarto lasciati in campo per il distretto dei piccoli frutti dell'Alta Valsugana e meno di 100 per il distretto della Val di Non (considerando fragole, lamponi, ribes, more e mirtilli).

2.2 / Impianti a biogas esistenti

Seppur trattasi di una soluzione poco diffusa sul territorio provinciale, è stato ritenuto di interesse il potenziale espresso dagli impianti a biogas esistenti in Provincia, in quanto attualmente orientati alla conversione energetica in assetto cogenerativo, ma teoricamente convertibili alla produzione di biometano. Le tipologie di impianti sono le seguenti:

- Alimentati a rifiuti: in Provincia esistono un impianto di digestione anaerobica dedicato per la FORSU (c/o Cadino) e due impianti di digestione anaerobi-

ca dei fanghi di depurazione delle acque, di cui uno in codigestione con FORSU (c/o Rovereto).

- Alimentati a reflui zootecnici: trattasi di impianti agricoli e, come tali, soggetti a regole e limitazioni come da normativa specifica.
- Alimentati a scarti di processi agroindustriali: le informazioni sono state reperite attraverso i competenti Servizi PAT, oppure derivano direttamente dagli archivi FEM o da indagini precedenti (es: BAP).

3. Differenze rispetto ai dati utilizzati per l'elaborazione del PEAP 2013-2020 e limiti della presente indagine

Sulla base delle considerazioni sviluppate nel corso degli studi effettuati per l'elaborazione del PEAP 2013-2020 (Biomass Action Plan), il settore zootecnico è stato fin da subito ritenuto la fonte di biogas/biometano potenzialmente più consistente (sebbene frammentata in piccole realtà) e distribuita praticamente su tutto il territorio. Al fine di incrementare l'affidabilità delle stime effettuate, compatibilmente con le scadenze imposte e le risorse disponibili, si è cercato pertanto di incrementare il grado di dettaglio, irrobustendo le fonti di informazioni legate a tale comparto, oltre che estendendo l'indagine a tipologie di animali differenti rispetto ai bovini.

Nel tentativo di superare il principale elemento di incertezza di cui era affetto il precedente studio, ossia la scarsa conoscenza dei quantitativi di materiali organici di scarto generati dalle aziende di trasformazione, sono state coinvolte le Associazioni di categoria, proprio per facilitare il reperimento di dati comunicati dai rispettivi associati. Ciò nonostante l'ottenimento dei dati non è andato sempre a buon fine, infatti:

- di tutte le aziende contattate dall'Associazione Industriali del Trentino, solamente cinque aziende hanno fornito riscontri;
- nessun panificatore associato a Confcommercio ha risposto al questionario;
- solo cinque birrifici artigianali hanno risposto al questionario.

Stante quanto sopra indicato, pertanto, si può affermare che nemmeno il futuro PEAP potrà avvalersi di considerazioni che coinvolgano il settore delle aziende di trasformazione.

Si ritiene che la fase di reperimento dati debba essere condotta attraverso la metodologia del "porta a porta", entrando fisicamente in azienda e sensibilizzando maggiormente gli attori di filiera in merito alle finalità dell'indagine ed alla totale assenza di rischi legati alla divulgazione di eventuali dati ritenuti sensibili. Ciò richiede, tuttavia, un impiego di tempo e risorse decisamente superiore rispetto al passato.

4. Elementi condizionanti l'elaborazione del potenziale teorico e delle ipotesi di scenari

Come precedentemente specificato, il presente capitolo è principalmente finalizzato alla determinazione di un potenziale teorico il più possibile prossimo a quanto potrebbe esprimere realisticamente il territorio provinciale. Generalmente, il processo che porta alla realizzazione di uno studio volto ad indagare la fattibilità di un impianto a biogas è lungo ed articolato, oltre che circoscritto ad un particolare distretto o area geografica o singola realtà produttiva.

Nell'interpretazione dei risultati del presente lavoro, pertanto, non dovrà essere mai tralasciata la consapevolezza delle notevoli approssimazioni ed ipotesi assunte alla base delle elaborazioni e considerazioni effettuate.

Di seguito si riportano una serie di presupposti (alcuni anticipati nei paragrafi precedenti) resisi necessari per l'elaborazione dei dati e degli ipotetici scenari azzeccati nei capitoli successivi:

- la maggior parte dei dati sono attribuiti al singolo comune (grado di dettaglio elevato), ma per quanto riguarda i dati sui rifiuti biodegradabili comunicati da APPA il grado di dettaglio è la Comunità di Valle: per convenzione le elaborazioni sono state effettuate attribuendo tali dati al comune geograficamente più baricentrico della Comunità. Inoltre essi sono accorpati per categorie omogenee (i codici CER): non conoscendo le matrici a cui corrispondono esattamente, si sono rese necessarie delle ipotesi per attribuire le caratteristiche chimico fisiche ed il relativo potere metanigeno sulla base dei dati di letteratura;
- da tutte le aziende agroalimentari coinvolte si sono ottenuti solamente 5 riscontri (oltre a 2 recuperati dall'indagine iniziata nel 2018, durante la prima fase di aggiornamento del PEAP). Pertanto i dati puntuali sui quantitativi di sottoprodotti/rifiuti dei processi agroindustriali sono quasi del tutto esclusi dalle presenti considerazioni;
- la verifica di realizzabilità di un ipotetico impianto a biogas, specialmente se di tipo consortile e/o co-digestivo, non dovrebbe prescindere da considerazioni quali:
 - verifica del concreto interesse dei fornitori delle matrici di scarto;
 - verifica dell'accettazione della comunità e della reale esistenza di un sito compatibile per la collocazione di un impianto;
 - calcolo esatto dei quantitativi disponibili delle varie matrici, tenendo conto dei problemi di produzioni stagionali, per garantire una produttività uniforme nel corso dell'anno;
 - specifica analisi economica: costi realizzativi/gestionali e payback time, nonché il benchmark con la remunerazione delle attuali destinazioni delle matrici.

Vista l'impossibilità di un tale grado di approfondimento, le considerazioni sono state effettuate sulla base della conoscenza ed esperienza presenti presso la Fondazione Edmund Mach, maturate specialmente nell'elaborazione di studi di fattibilità per impianti agricoli e nell'attività di monitoraggio degli stessi.

Un'ultima precisazione riguarda il quadro normativo di riferimento, nazionale e provinciale, per il settore del biogas (vedasi allegato tecnico n.10), che condiziona inevitabilmente gli scenari di potenziale sfruttamento delle matrici, stabilendo vincoli sia per quanto riguarda l'abbinabilità delle matrici da trattare, sia in termini di possibilità di impiego agronomico del digestato ottenuto dal processo anaerobico. Il principale fattore discriminante è rappresentato dalla classificazione del materiale alimentato: rifiuto o sottoprodotto. Un impianto a biogas per il trattamento di rifiuti è questione ben diversa da una soluzione di sfruttamento in ambito agricolo, su cui si inserisce il regolamento provinciale che vincola sia la dimensione massima ammessa, espressa in Nm³/h di biogas prodotto, sia le matrici consentite, limitate alle sole biomasse vegetali di provenienza aziendale o interaziendale, in quantità non superiore al 30%.

Attualmente in provincia di Trento gli impianti a biogas agricoli possono esitare solo digestato agrozootecnico ai sensi del Decreto effluenti 24 febbraio 2016, mentre il digestato agro-industriale non è ammesso, non riconoscendo la denominazione di "sottoprodotto" ad alcune tipologie di matrici organiche residue dell'attività agroalimentare. Ciò di fatto impedisce agli impianti zootecnici di trattare in co-digestione matrici che non derivino esclusivamente da attività agricola (es: scarti di trasformazione agroalimentare), con ripercussioni sulle rese energetiche e di conseguenza sulla sostenibilità economica degli stessi.

5. Analisi dei risultati ed elaborazione scenari di valorizzazione

I dati ottenuti sono riportati a livello di Comunità di Valle. Le considerazioni analizzano, in partenza, il potenziale *teorico* di biometano che i singoli territori potrebbero esprimere annualmente, sulla base dei più recenti dati ottenuti.

Per quanto riguarda lo sfruttamento dei fanghi prodotti dagli impianti di depurazione delle acque reflue urbane, che comunque rappresentano un potenziale limitato ma – al contempo – una significativa voce di costo per il relativo smaltimento, si rimanda a considerazioni per le quali è necessaria la definizione di una strategia provinciale di gestione, fase attualmente in

corso. Per questo motivo non vengono considerati nelle proposte di scenario (viene solamente indicato il potenziale teorico di metano producibile). Gli scenari non contemplano, inoltre, il contributo della frazione umida della raccolta differenziata, in quanto trattasi di un flusso in buona parte già valorizzato presso gli impianti di Cadino e Rovereto.

Vengono riportati i contributi della filiera agroalimentare che sono pervenuti nell'ambito dell'indagine, ma – come specificato in precedenza - non sono da considerarsi rappresentativi vista la scarsa risposta ai questionari somministrati al comparto produttivo. Le

considerazioni, pertanto, sono da intendersi cautelative relativamente a tali matrici, in quanto il contributo di tale settore non porterebbe altro che ad incrementi del potenziale ottenibile.

Il contributo delle matrici ritenute “stagionali” viene riportato in termini di potenziale teorico, ma non entra a far parte delle ipotesi di scenario, in quanto l’integrazione temporanea di matrici in co-digestione è pratica fattibile, ma che necessita di valutazioni approfondite caso per caso per non incorrere in problemi di errato dimensionamento impiantistico e/o di conseguenze negative sul processo biologico di base. A fini cautelativi, i quantitativi di rifiuti organici derivanti dalla produzione di bevande e dalla lavorazione della frutta/verdura non meglio identificabili, sono stati equiparati a matrici stagionali, supponendo che siano in gran parte riconducibili a lavorazione di uva e mele locali.

Per quanto riguarda gli eventuali scarti vitivinicoli e da distillazione, le rispettive filiere sono attualmente impegnate in un’indagine volta proprio all’identificazione degli esatti quantitativi, delle loro destinazioni e delle possibili strategie future per ottenerne una completa valorizzazione senza oltrepassare i confini della Provincia: si ritiene opportuno considerare unicamente i quantitativi ottenibili dalla filiera della distillazione, in quanto gran parte degli scarti delle cantine vengono da essa valorizzati (anche se in parte fuori Provincia). Al netto dei contributi al biometano potenziale ottenibili realisticamente dagli impianti a biogas esisten-

ti (in caso di futura conversione dall’attuale assetto cogenerativo), il principio alla base dell’individuazione di contesti favorevoli alla collocazione di eventuali impianti per la produzione di metano consiste nella disponibilità annua di circa 400.000 Nm³, in quanto si ritiene che la più piccola taglia impiantistica tecnologicamente sensata sia pari ai 50 Nm³/h di biometano prodotto, per circa 8.000 h/anno di funzionamento. La soluzione cogenerativa permette, invece, la realizzazione di taglie inferiori, che sulla base delle casistiche esistenti in Provincia e dei monitoraggi effettuati sugli impianti zootecnici locali, può spingersi fino alla soglia inferiore di 50 kW_{el} di potenza installata, che corrisponde ad impianti dalla produzione annua di circa 100.000 Nm³ di CH₄.

Le considerazioni effettuate per i contesti agrozootecnici dovrebbero tenere in considerazione:

- La distinzione fra liquame e letame, in quanto la scelta della tecnologia non può prescindere dal contenuto d’acqua delle matrici principali trattate. La trattazione non ne tiene conto per ovvie ragioni legate al grado di dettaglio dell’indagine.
- La distanza delle aziende agricole rispetto all’ipotetico posizionamento di un reattore: oltre una certa distanza subentrano ostacoli logistici ed economici che non rendono sostenibile il conferimento (e quindi l’adesione al consorzio) da parte degli allevatori più periferici. Come sopra, la trattazione non ne tiene conto per ovvie ragioni legate al grado di dettaglio dell’indagine.



Partendo dai presupposti sopra menzionati, si ritiene opportuno fornire di seguito un quadro riassuntivo dei potenziali teorici ottenibili nelle singole Comunità di Valle. Vengono riportati:

- i potenziali teorici in termini di CH_4 generabile da ogni matrice ritenuta sfruttabile (al netto dei quantitativi già sfruttati presso eventuali impianti a biogas esistenti). Come sopra indicato, pur venendo indicati i potenziali da fanghi e da scarti stagionali, essi non concorrono nella proposta degli scenari di sfruttamento di seguito esposti, vista la necessità di analizzare il singolo contesto caso per caso;
- uno scenario cautelativo di sfruttamento: la più piccola scala impiantistica in grado di sfruttare le uniche matrici ritenute recuperabili, secondo le ipotesi di cui sopra: per elaborare le proposte si è cercato, seppur in maniera qualitativa, di tenere conto dei molteplici fattori condizionanti (es: posizione delle aziende zootecniche principali, distinzione letame/liquame, impossibilità di sfruttare in modo esclusivo talune matrici come la pollina, impossibilità di coinvolgere tutte le aziende in iniziative consortili);
- uno scenario spinto di sfruttamento: massimo sfruttamento auspicabile, anche ipotizzando la possibilità di trattare in impianti agrozootecnici fino al 30% di scarti agroindustriali (quindi non solo di produzione agricola);
- la produzione (equivalente di CH_4 producibile da una sezione di upgrading) degli eventuali impianti già esistenti, il cui contributo viene decurtato dalla produzione potenziale delle relative matrici che li alimentano.



Comunità di Valle	Produzione teorica potenziale di CH ₄ (Nm ³ /anno)			
	reflui zootecnici	Fanghi da depurazione acque	Rifiuti e scarti agroalimentari non stagionali	Scarti distillerie (matrici stagionali)
Comun General de Fascia	436.000	9.000	-	-
Alta Valsugana Bersntol	2.220.000	14.450	-	-
Comunità Alto Garda e Ledro	611.000	19.880	Trascurabili (trebbie da attività brassicola)	-
Comunità del Primiero	477.000	3.630	-	-
Comunità della Paganella	85.000	2.940	-	-
Comunità della Vallagarina	3.020.000 (c.a 50% bovini + 50% avicoli)	33.460 (da decurtare del potenziale già valorizzato dall'impianto di Rovereto)	-	295.000
Valle dei Laghi	460.500	3.510	-	134.000
Comunità Valle di Cembra	97.600	1.710	trascurabili	-
Comunità Valle di Sole	988.600*	7.290	trascurabili	-
Comunità delle Giudicarie	2.945.000*	13.090	10.500	-
Comunità Rotaliana-Königsberg	369.000	10.650	344.300*	314.200
Comunità territoriale della Val di Fiemme	1.144.000*	9.600	-	25.500
Val di Non	1.550.000*	12.530	243.000** (si considera la produzione di Nanno trasferita a Mezzocorona)	-
Comunità Valsugana e Tesino	2.713.800* (di cui oltre 2 mln da avicoli)	7.040	51.200 (*)(**)	trascurabili
Magnifica Comunità degli Altipiani Cimbri	217.000	2.150	-	-
Territorio Val d'Adige	145.600	38.120	2.378.100**	trascurabili

Comunità di Valle	Produzione teorica potenziale di CH ₄ (Nm ³ /anno)			
	reflui zootecnici	Fanghi da depurazione acque	Rifiuti e scarti agroalimentari non stagionali	Scarti distillerie (matrici stagionali)
Comun General de Fascia	436.000	9.000	-	-
Alta Valsugana Bersntol	2.220.000	14.450	-	-
Comunità Alto Garda e Ledro	611.000	19.880	Trascurabili (trebbie da attività brassicola)	-
Comunità del Primiero	477.000	3.630	-	-
Comunità della Paganella	85.000	2.940	-	-
Comunità della Vallagarina	3.020.000 (c.a 50% bovini + 50% avicoli)	33.460 (da decurtare del potenziale già valorizzato dall'impianto di Rovereto)	-	295.000
Valle dei Laghi	460.500	3.510	-	134.000
Comunità Valle di Cembra	97.600	1.710	trascurabili	-
Comunità Valle di Sole	988.600*	7.290	trascurabili	-
Comunità delle Giudicarie	2.945.000*	13.090	10.500	-
Comunità Rotaliana-Königsberg	369.000	10.650	344.300*	314.200
Comunità territoriale della Val di Fiemme	1.144.000*	9.600	-	25.500
Val di Non	1.550.000*	12.530	243.000** (si considera la produzione di Nanno trasferita a Mezzocorona)	-
Comunità Valsugana e Tesino	2.713.800* (di cui oltre 2 mln da avicoli)	7.040	51.200 (*)(**)	trascurabili
Magnifica Comunità degli Altipiani Cimbri	217.000	2.150	-	-
Territorio Val d'Adige	145.600	38.120	2.378.100**	trascurabili

* valori decurtati della produzione potenziale di CH₄ di impianti esistenti

** si ritiene che le principali aziende di trasformazione agroalimentare del territorio abbiano produzione continuativa

*** la produzione di un impianto a biogas da 50 kW_{el} è paragonabile a circa 100.000 Nm³/anno di CH₄. Un impianto di upgrading da 50 Nm³/h può produrre circa 400.000 Nm³/anno di CH₄. Gli scenari proposti sono aggiuntivi rispetto agli impianti esistenti

6. Contributo alla decarbonizzazione

La stima del contributo alla decarbonizzazione procurato dalle ipotesi di scenario sopra indicate si basa sui seguenti assunti:

- Per entrambi gli scenari si è considerata l'opzione che prevede sempre la realizzazione di impianti a biometano ove possibile, in quanto ritenuta soluzione strategicamente più attuale
- La stima è espressa in ton CO₂ evitate relativamente a:
 - Produzione di energia elettrica e termica in assetto cogenerativo da biogas rispetto ai medesimi quantitativi energetici ottenuti attraverso un mix energetico di riferimento, considerando l'approccio LCA del Patto dei Sindaci

- Utilizzo di biometano per il trasporto rispetto all'utilizzo di carburanti tradizionali (fattore di emissioni medio di diesel, benzina, GPL, GNC) per le medesime percorrenze, ipotizzando un veicolo di taglia media
- Per tutti gli scenari si assume un completo sfruttamento del cascame termico
- Per l'utilizzo del biometano nei trasporti si assume che tutta la relativa percorrenza ottenibile sia esercitata unicamente sul territorio Provinciale.

I singoli valori utilizzati per i calcoli sono esplicitati in appendice.

	CH ₄ trattato da impianti a biogas*	CH ₄ prodotto da impianti di upgrading	t CO ₂ evitate/anno
Scenario cautelativo	2.500.000	800.000	2.900
Scenario spinto	1.500.000	6.800.000	17.000

* secondo le ipotesi in calce a Tabella cap. 6

7. Conclusioni

L'indagine effettuata, pur con i limiti che ne hanno condizionato il grado di dettaglio, ha permesso di ricavare un quadro del potenziale teorico esprimibile dai territori trentini. Ciò rappresenta un punto di partenza indispensabile, se non altro per identificare i distretti più interessanti e, al contrario, quelli che non potrebbero generare quantitativi sufficienti di matrici valorizzabili attraverso processi anaerobici.

È indubbio che il prossimo passaggio dovrebbe essere costituito dall'effettuazione di indagini dedicate sui territori (Comunità di Valle) ritenuti di maggiore potenzialità, in primo luogo per identificare con precisione quelle matrici che costituiscono un importante dato mancante nella presente trattazione: gli scarti agroindustriali. La scarsa risposta ai questionari somministrati rivela chiaramente la necessità di un approccio maggiormente diretto con le singole realtà produttive, al fine di superare gli ostacoli (diffidenza, scarso interesse, scarsa conoscenza delle opportunità) che hanno portato le aziende a non collaborare alla campagna di indagine.

L'identificazione dei quantitativi e delle esatte tipologie di matrici generate dal comparto produttivo, nonché la conoscenza delle attuali destinazioni e dell'impatto economico che ne consegue sul bilancio aziendale, permetterebbe l'elaborazione di scenari di valorizzazione più precisi. Potrebbero essere ipotizzate soluzioni mirate che prevedano l'integrazione di taluni scarti agroindustriali in realtà impiantistiche di base zootecnica, magari riuscendo a valorizzare - con i giusti accorgimenti e combinazioni - anche scarti stagionali senza compromettere la funzionalità del processo biologico, anzi, incrementando la resa annuale dell'impianto.

Un tale grado di dettaglio consentirebbe di stimare aspetti quali-quantitativi del digestato generato dalle realtà impiantistiche ipotizzate, al fine di confermarne l'idoneità per un reimpiego in ambito agronomico, soluzione che rappresenterebbe la chiusura del cerchio nello spirito dell'economia circolare verso cui le politiche internazionali, nazionali e locali stanno spingendo.

IMPIANTI DI PRODUZIONE DI BIOGAS DA MATRICI ORGANICHE ED EFFICIENZA ENERGETICA

Come ogni impianto finalizzato alla produzione di energia, anche gli impianti che producono biogas da matrici organiche dovranno perseguire il miglior utilizzo delle matrici stesse garantendo, nel rispetto delle condizioni poste dai relativi provvedimenti di autorizzazione, la maggior produzione possibile di biogas in relazione alle condizioni di progetto ed alla corretta e puntuale manutenzione di tutti i relativi componenti. Per quanto attiene alle previsioni del Decreto del Presidente della Provincia 30 luglio 2008, n. 29-136/Leg. in materia di utilizzo energetico dei combustibili, ove applicabili agli impianti in questione, si ricordano i requisiti minimi di efficienza energetica già fissati nell'Allegato 2 del PEAP 2013-2020 e qui confermati (fatto salvo quanto di seguito specificato), i quali potranno essere ridefiniti mediante specifico provvedimento del Dirigente dell'Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia, previo parere del Dirigente dell'Agenzia Provinciale per la Protezione dell'Ambiente.

Si specifica fin d'ora, comunque, che gli impianti consortili dedicati al trattamento prevalente (in peso) delle deiezioni animali provenienti da allevamenti ubicati entro 10 km dagli impianti stessi, pur essendo tenuti a perseguire la maggior efficienza possibile, non sono assoggettati a requisiti energetici minimi predefiniti, in considerazione della loro principale finalità, orientata all'abbattimento del carico odorigeno dei liquami ed alla migliore possibilità di reimpiego in agricoltura dei sottoprodotti del trattamento.





Scenari di decarbonizzazione al 2030

Sezione 2 | GLI SCENARI PREVISIONALI

Scenari di produzione di energia idroelettrica

1. Introduzione

In questo capitolo si considerano i diversi fattori che possono concorrere ad una variazione positiva o negativa della produzione di energia idroelettrica annuale provinciale da fonte idrica, quali i cambiamenti climatici, le indicazioni normative e dei Piani di interesse in tema di nuove derivazioni o di riassegnazioni, i possibili ampliamenti e/o efficientamenti degli impianti esistenti, le priorità di utilizzo della risorsa idrica. Dalle conoscenze attuali, ne risulta una sostanziale invarianza del livello attuale di produzione sull'esistente, considerando un bilanciamento da un lato dell'efficientamento degli impianti in fase di rinnovo, e dall'altro le possibili prescrizioni in termini di portate non utilizzabili o di usi concorrenti da privilegiare, come risultato delle Valutazioni di Impatto Ambientale, in applicazione alla normativa. Inoltre, al 2030 i modelli mostrano che i cambiamenti climatici avranno l'effetto di rimodulare le produzioni su base sub-annuale ma non di alterare quelle annuali.

Per quanto riguarda gli aspetti ecologico-ambientali connessi all'utilizzazione della risorsa idrica a scopo idroelettrico, incluse le considerazioni anche a livello di aree protette, i riferimenti utili sono già contenuti nei piani strettamente pertinenti al tema, ovvero il Piano di Tutela delle Acque (PTA) e il Piano Generale

di Utilizzazione delle Acque Pubbliche (PGUAP), con i relativi aggiornamenti previsti e richiamati nei paragrafi, che, si ritiene, potrebbero portare anche a contrazioni delle portate derivabili.

Per quanto riguarda le nuove concessioni, considerando che, come indicato nel PGUAP, non è possibile la realizzazione di nuovi impianti superiori ai 3 MW di potenza nominale media annua, è possibile considerare verosimile lo scenario che prevede che nel prossimo decennio sia molto residuale l'incremento di potenza attribuibile a nuove derivazioni al di sotto di tale soglia di potenza. In proposito si richiama l'articolo 18ter, introdotto dall'art.12 della legge provinciale n.6 del 23 aprile 2021, nella legge provinciale n.18/1976, che prevede espressamente la moratoria per nuove domande fino all'approvazione dell'aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque (PTA), pertanto, anche tenuto conto della percentuale di potenza nominale assegnata alle medie (circa l'11,5%), l'assetto complessivo della produzione di energia idroelettrica non subirà una variazione significativa nel territorio trentino.

A questo è da aggiungere che, in ragione della nuova disciplina sui rinnovi, per quanto riguarda le domande di rinnovo sulle medie derivazioni idroelettriche (> 220; < 3000) è prevista un'approfondita valutazione nel rispetto del PTA ed *"ulteriori criteri ambientali individuati preventivamente in relazione alle specifiche caratteristiche di ciascuna concessione per la definizione del relativo contenuto"*.

2. Stato di fatto delle potenze nominali e della produzione idroelettrica

Come riportato nel bilancio energetico provinciale, elemento caratterizzante il sistema energetico trentino è l'abbondante produzione elettrica (5.489 GWh) che supera del 65% i consumi elettrici provinciali (3.322 GWh). Inoltre, l'83% della produzione elettrica è da fonti rinnovabili, con l'idroelettrico (normalizzato, DM 11 marzo 2012 - Decreto burden sharing) a 4.321 GWh, che da solo supera il fabbisogno energetico provinciale. Tale dato rispecchia ancora una volta la valenza strategica rivestita da questa fonte rinnovabile, che tra gli altri vantaggi ha anche la possibilità, grazie alla programmabilità del funzionamento, di favorire il bilanciamento della rete elettrica nazionale.

Il dato completo della produzione per ogni singolo impianto di produzione sotteso a ciascuna concessione non è ad oggi disponibile, pertanto si riporta la ripartizione in base alle potenze amministrative delle concessioni in Tabella n.1.

La classificazione per taglie qui proposta, rispecchia quella comunemente accettata e codificata a livello internazionale dal punto di vista tecnico:

- Micro idroelettrico (fino a 100 kW);
- Mini idroelettrico (da 100 kW a 1 MW);
- Piccolo idroelettrico (da 1 MW a 10 MW);
- Idroelettrico di grande taglia (oltre i 10 MW).

Potenza nominale media annua				
Micro	Mini	Piccole	Grandi	TOTALE
< 100 kW	100 - 1000 kW	1000-10.000 kW	> 10.000 kW	
7.076,00 kW	44.054,90 kW	126.393,45 kW	494.518,84 kW	672.043,195 kW
1,1%	6,6%	19,8%	73,6%	100%

Tabella 1

Distribuzione sotto il profilo tecnico in base alla potenza nominale media annua delle concessioni presenti in provincia di Trento all'anno 2020.

Si riporta inoltre la classificazione sotto il profilo amministrativo rappresentando le fasce di potenza previste dal Testo unico sulle acque pubbliche e impianti

elettrici (r.d. n. 1775/1933) e anche secondo le indicazioni della legge della Provincia autonoma di Bolzano.

Potenza nominale media annua			
Classificazione amministrativa secondo il Testo unico 1775/1933	piccole		grandi
classificazione "ex Capo II bis l.p. 1976"	piccole	medie	grandi
	0-220 kW	220-3000 kW	>3000 kW
Potenza media annua	14.192,24 kW	77.476,10 kW	580.374,86 kW
%	2,1%	11,5%	86,4%

Tabella 2

Distribuzione sotto il profilo amministrativo in base alla potenza nominale media annua delle concessioni presenti in provincia di Trento all'anno 2020.

In riferimento al 2016 è stato possibile ricavare i dati di produzione di buona parte dei 20 impianti di grande derivazione idroelettrica gestiti dalla Provincia di Trento, secondo la classificazione sotto il profilo amministrativo (>3.000 kW).

Di questi, si sono analizzati i dati degli impianti che presentano i punti di immissione dell'energia in rete sul territorio provinciale, in modo da confrontare il dato con quello totale proveniente da Terna e poter così analizzare la distribuzione sotto il profilo amministrativo in base all'energia immessa in rete.

3. Scenario di produzione dell'idroelettrico

3.1 / Considerazioni legate alla riassegnazione delle concessioni di grande derivazione d'acqua a scopo idroelettrico

Vista la predominanza sia in termini di potenza amministrativa concessa sia in termini di immissione in rete di energia degli impianti di grande derivazione idroelettrica, si è ritenuto prioritario focalizzare l'elaborazione di questo scenario su quegli impianti che fanno riferimento alle concessioni da riassegnare, secondo la disciplina prevista dalla Legge provinciale 6 marzo 1998, n. 4 per come modificata dalla L.P. del 21 ottobre 2020, n. 9.

È infatti prevista la riassegnazione, entro il 31 dicembre 2023, di 17 delle 20 grandi derivazioni idroelettriche per la quale la Provincia esercita le funzioni amministrative inerenti le relative concessioni; detto termine potrebbe slittare al 31 luglio 2024 a seguito di modifiche che potrebbero essere apportate all'art. 13 dello Statuto di Autonomia, in ragione dell'allineamento ai termini indicati nella legge statale (art. 12 del d.lgs. n. 79/1999, per come modificata da ultimo dall'art. 11-quater, comma 1 della legge n. 12 del 2019). Le altre 3 grandi derivazioni hanno invece la scadenza fissata per il 2025, il 2027 e il 2032. Si evidenzia che la concessione di grande derivazione d'acqua a scopo idroelettrico di San Floriano, posta a scavalco con il territorio della Provincia autonoma di Bolzano, è stata riassegnata dalla medesima Provincia fino al 31.12.2040.

In ogni caso la legge provinciale 6 marzo 1998, n. 4, all'art. 26 septies, al fine di garantire la continuità nella produzione di energia, prevede che le derivazioni siano esercitate dal concessionario uscente alle medesime condizioni fino al subentro del nuovo concessionario.

È probabile che le nuove concessioni decorreranno in media dal 2025. Ai fini dello studio del presente Piano, che considera un periodo temporale compreso

Analizzando i dati di produzione si evince che gli impianti di grande derivazione idroelettrica di cui si conosce la produzione hanno immesso in rete, nel 2016, 2.750 GWh, su un totale di 3.251 GWh del territorio provinciale, corrispondente al 85% di copertura.

Tale dato, seppur incompleto, indica dunque la centralità del rinnovo delle Grandi concessioni idroelettriche nel panorama energetico del prossimo decennio.

tra il 2021 ed il 2030, è possibile prevedere dunque due fasi distinte all'interno del decennio di interesse:

- 1^ fase: 2021-2025: attuale regime di produzione
 - 2^ fase: 2025-2030: nuovo regime di produzione
- Nei paragrafi successivi si riportano i temi che potrebbero avere ripercussioni sul rinnovo delle grandi derivazioni idroelettriche di prossima scadenza.

3.2 / Possibili variazioni sulla produzione idroelettrica a parità di portata derivata

A parità di portata derivata due sono le casistiche che possono generare una variazione della produzione idroelettrica: una resa diversa degli impianti e una variazione del salto sfruttato.

Nel primo caso, a seguito dell'avanzamento tecnologico, è possibile ipotizzare un miglioramento dell'efficienza degli impianti, sebbene in misura minima, visto il forte livello di sviluppo dell'idroelettrico già nel secolo scorso.

Il grado di efficienza, assieme allo stato di conservazione dei beni e del loro funzionamento, è oggetto di una specifica integrazione al rapporto di fine connessione introdotta con la legge n. 9/2020.

La Provincia deve infatti elaborare un piano di interventi per la concessione al fine di mantenere nel tempo gli impianti idroelettrici in un adeguato stato di efficientamento. I punti di attenzione sono i seguenti:

- 1) buon uso delle acque, ovvero evitare le perdite idriche;
- 2) efficienza dei macchinari, tema che sarà oggetto di proposta da parte dei soggetti offerenti la gara;
- 3) possibilità di aumentare la produzione di energia elettrica sfruttando al meglio i salti residui non ancora utilizzati.

Nell'ambito dei criteri fissati dalla predetta legge provinciale per l'assegnazione della concessione è prevista anche una specifica premialità per effettuare, nei

primi 5 anni della concessione, gli investimenti che consentano un aumento della produttività e dell'efficienza.

Visti i 5 anni dati a disposizione per la messa a punto degli interventi previsti, è plausibile ritenere che al 2030, corrispondente all'orizzonte temporale del presente studio, non vi siano modifiche sensibili dovute a questo fattore.

È pertanto plausibile ritenere che nel prossimo decennio non saranno effettuati interventi alle grandi centrali idroelettriche tali da alterare la produzione di energia elettrica a parità di portata derivata. Tali interventi potrebbero invece incidere dal 2030 in poi e saranno pertanto oggetto di successive analisi.

3.3 / Possibili variazioni sulle portate derivabili

3.3.1 Effetti dei cambiamenti climatici sulla produzione idroelettrica

A seguito delle elaborazioni realizzate in occasione del Progetto Orientgate, che tengono conto delle forzanti climatiche riportate nel Capitolo 2, sezione 1, parte seconda è stato possibile effettuare delle considerazioni, qui di seguito riportate, su come il cambiamento climatico potrà influenzare il comportamento delle derivazioni idroelettriche nel decennio 2021-2030.

Il progetto ha preso in analisi i trentenni di riferimento 2021-2050 e 2041-2070, dunque ben oltre il periodo temporale oggetto del presente studio. Tuttavia le analisi effettuate permettono di comprendere le potenziali evoluzioni temporali della produzione idroelettrica.

Data la complessità del territorio trentino il progetto ha preso in esame due bacini campione, quello del fiume Noce e quello del fiume Brenta, che presentando tra loro caratteristiche geomorfologiche e di pressione antropica differenti potessero fornire indicazioni rappresentative di tutto il territorio provinciale. Infatti nel bacino del Noce, diversamente da quello del Brenta, sono presenti importanti zone glaciali e diversi sistemi di sfruttamento idroelettrico che utilizzano serbatoi di accumulo a compensazione stagionale. Mentre nel bacino del Fiume Brenta i grandi sistemi idroelettrici presenti possiedono vasche di accumulo di limitate dimensioni, che possono essere considerate a regolazione giornaliera o sub-giornaliera ed hanno quindi un comportamento del tutto simile agli impianti ad acqua fluente.

All'interno del progetto pilota è stato possibile utilizzare un modello idrologico che ha permesso di prevedere gli effetti dei cambiamenti climatici sulla disponibilità di risorsa idrica, tenendo conto delle influenze delle derivazioni a monte.

Nel progetto si prevede una generale diminuzione di produzione, in termini di potenza teorica producibile (intesa come portata derivata per il salto motore), più accentuata per il bacino del Brenta e per la Val di Non. Come per le previsioni dei deflussi in alveo negli scenari naturali, sono attesi andamenti discordanti di produzione nel breve periodo (2021–2050) tra i due scenari di emissione RCP4.5 e RCP8.5, mentre la previsione si riallinea nel secondo periodo (2041–2070). In particolare per il prossimo trentennio, nel bacino del Brenta è attesa una diminuzione della potenza teorica totale annua che oscilla tra il 20% ed il 3%, in base ai due scenari climatici; diversamente dal bacino del Noce in cui la forbice previsionale presenta un calo del 12% per lo scenario RCP4.5, ed un aumento del 3% per RCP8.5.

A livello stagionale si prevedono cambiamenti anche più significativi. In estate ed in autunno la scarsità di risorsa idrica già osservata per gli scenari naturali comporterà drastici cali di produzione rispetto al periodo 1981–2010: in alcuni impianti della Val di Non e del bacino del Brenta, si attendono cali compresi tra il 25 ed il 50%; nel medio termine, con ulteriore decremento nel trentennio successivo. Mentre in inverno la prevista crescita dei deflussi in alveo determinerà un aumento di produzione complessiva, con incrementi a scala di bacino che potrebbero superare il 25%. Infine, nella stagione primaverile nei piccoli impianti del bacino del Fiume Brenta e della Val di Non si osserva una diminuzione diffusa di potenza teorica producibile, mentre in Val di Sole è atteso un aumento, grazie all'apporto dovuto alla fusione della neve.

Dallo studio è emerso come oltre alla dimensione degli impianti, sia necessario considerare anche il tipo di funzionamento della derivazione: se ad acqua fluente o con bacino di accumulo/compensazione.

Il funzionamento delle derivazioni ad acqua fluente è di fatto direttamente legato ai deflussi che scorrono in alveo e quindi la loro risposta ai cambiamenti climatici è strettamente collegata a quella prevista per la disponibilità di risorsa idrica naturale. Per questi tipi di derivazioni in ambedue i bacini studiati si prevede una diminuzione annuale della produzione, mentre a livello stagionale si attendono cambiamenti anche più significativi.

Gli impianti collegati a grandi serbatoi di accumulo hanno invece la possibilità di gestire i volumi in ingresso anche a scala annuale, influenzando il regime idrologico a valle di essi; in questo modo sono meno soggetti agli effetti di variabilità stagionale della disponibilità di risorsa. I risultati del progetto pilota per i grandi sistemi idroelettrici del bacino del Noce mostrano infatti una maggior resilienza alle variazioni stagionali indotte dai cambiamenti climatici, riuscen-

do in parte a compensarle. I maggiori afflussi invernali, però riescono solo in parte a controbilanciare il calo estivo, che potrebbe influire negativamente sulla produzione idroelettrica delle GDI proprio nei mesi da giugno a settembre.

La sensibile forbice previsionale osservata per il prossimo trentennio nei due scenari di emissione consente di estendere solo in modo qualitativo all'intero territorio provinciale i risultati ottenuti per i due bacini di studio all'interno del progetto OrientGate.

Inoltre, così come nel Capitolo 2 della Sezione 1 (Assunzioni) per quanto riguarda i deflussi naturali, considerando che il periodo temporale oggetto del presente studio è 2021-2030, più limitato di quello del primo trentennio di analisi, si è ritenuto plausibile mantenere invariata i deflussi totali annuali. Potrebbero invece osservarsi variazioni su base sub-annuale, tali da comportare la necessità di una differente gestione dei serbatoi, che non dovrebbero tuttavia incidere sulla produzione idroelettrica complessiva. Nel periodo 2030-2050 gli scenari climatologici mostrano delle probabili riduzioni relative alle portate derivabili, che saranno oggetto di successive analisi.

3.3.2 Aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque

Tra le varie tematiche affrontate nel Piano di tutela delle acque, quelle che potrebbero avere ripercussioni dirette sulla disponibilità di risorsa idrica utilizzabile anche ai fini della produzione idroelettrica sono:

- il programma delle misure sui corpi idrici a rischio di non raggiungimento o di non mantenimento degli obiettivi di qualità al 2027, definito a partire dai risultati derivanti dall'aggiornamento del quadro conoscitivo, tra cui l'analisi delle pressioni e degli impatti significativi;
- l'applicazione dei Criteri ambientali per la definizione del contenuto delle concessioni di grandi derivazioni d'acqua a scopo idroelettrico (art. 1 bis 1 comma 1.1 della L.P. 4/1998), che potranno implicare la ridefinizione dei parametri di concessione e delle modalità di gestione degli impianti in funzione di quanto emergerà dagli approfondimenti conoscitivi richiesti e dal processo di valutazione ambientale;
- l'eventuale revisione della disciplina provinciale sulle derivazioni idriche a seguito dell'adeguamento ai contenuti dei Decreti direttoriali n.29/STA del 13.02.2017, di approvazione delle Linee Guida per le valutazioni ambientali ex ante delle derivazioni idriche, e n.30/STA del 13.02.2017, di approvazione delle Linee Guida per l'aggiornamento dei metodi di determinazione del deflusso minimo vitale al fine di garantire il manteni-

mento nei corsi d'acqua del deflusso ecologico. L'eventuale applicazione di nuove regole conseguenti all'adeguamento ai Decreti direttoriali sopra citati potrebbe influire sia sullo sviluppo di nuove iniziative idroelettriche, sia sull'attuale produzione energetica anche delle grandi derivazioni idroelettriche, in quanto nella fase di rinnovo e riassegnazione delle concessioni potranno essere richiesti adeguamenti degli attuali parametri di concessione a favore del recupero dello stato di qualità di quei corpi idrici, direttamente impattati dal sistema, che non raggiungono gli obiettivi di qualità o a supporto di situazioni precarie, anche per la presenza di pressioni antropiche di altro tipo.

- le norme di attuazione del PTA che, in funzione del quadro complessivo relativo ai vari temi del piano, potranno prevedere nuovi vincoli e/o prescrizioni inerenti al rilascio/rinnovo o riassegnazione delle concessioni di derivazione idrica.

Visto che le tempistiche di redazione e approvazione dell'aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque superano quelle del presente documento e vista la chiara connessione e la possibile ripercussione delle tematiche sopra elencate sulla produzione idroelettrica, si seguirà l'evolversi dei lavori dei vari tavoli per quantificare successivamente, dove possibile, le influenze sulle portate effettivamente disponibili per la produzione di energia idroelettrica in considerazione ai diversi temi trattati. Ad oggi tale quantificazione non risulta tuttavia possibile. Si è pertanto deciso di non considerare variazioni derivanti dalle tematiche sopra elencate e mantenere inalterate le portate derivabili, in attesa del nuovo Piano di Tutela delle acque.

2.3.3 Usi prevalenti e usi concorrenti

2.3.3.1 Usi prevalenti

Il tema degli usi dell'acqua prevalenti rispetto a quello idroelettrico riguarda sia la riassegnazione delle grandi derivazioni idroelettriche che il rinnovo delle piccole derivazioni idroelettriche, poiché sono entrambi procedimenti interessati, in via preliminare, dalla valutazione dell'impatto ambientale e degli interessi pubblici legati all'eventuale proseguimento dell'utilizzo idroelettrico della risorsa idrica per un lungo periodo (al massimo di 30 anni).

Vanno considerati sicuramente prevalenti rispetto a quello idroelettrico, per disposizioni normative, i seguenti utilizzi:

- uso ambientale/paesaggistico, ossia il mantenimento della risorsa nel suo ambito naturale a beneficio dell'ambiente, del paesaggio e quindi dell'interesse pubblico a preservarli;
- uso idropotabile, inteso come impiego primario della risorsa per il sostentamento e la salute umana;



- uso irriguo e per acquacoltura, inteso come impiego primario perché destinato al sostentamento umano, localizzato e come tale insostituibile della risorsa.

Si può inoltre considerare, alla stregua di uso prevalente della risorsa, l'eventuale impossibilità di proseguirne l'utilizzo idroelettrico – in tutto o in parte, per motivi di sicurezza pubblica (ad esempio per instabilità geologica).

Per quanto riguarda dunque i sopradetti usi prevalenti, si ritiene che, alla luce delle attuali conoscenze, dell'esperienza acquisita nella gestione delle acque pubbliche e delle criticità finora emerse, la possibile incidenza sulle portate disponibili per l'uso idroelettrico sia estremamente limitata in termini percentuali. Le criticità finora emerse, infatti, non riguardano tanto i quantitativi derivati, bensì le modalità di stoccaggio ed utilizzo degli stessi; ciò potrebbe incidere sulla riduzione del valore economico dell'energia prodotta e ceduta sul mercato elettrico nonché, conseguentemente, sulla quota variabile dei canoni per i beni dati in uso ai sensi dell'art. 1 bis 1.3 della L.P. n.4/1998. Possiamo quindi stimare, prudenzialmente, che l'eventuale impatto degli usi prevalenti sulla disponibilità idrica per fini idroelettrici possa essere contenuto nell'1% complessivo a livello provinciale (pari a circa 6 mc/s).

2.3.3.2 Usi concorrenti

Tra i rimanenti utilizzi idrici diversi dall'idroelettrico, rispetto a quelli evidenziati nel punto precedente, la decisione riguardo all'eventuale privilegio degli stessi (e ad eventuali limitazioni al privilegio stesso) non è dettata direttamente dalla normativa ma, eventualmente, da atti di programmazione e pianificazione che devono essere assunti da parte della Giunta provinciale, in attuazione di previsioni generali previste dalla legge, attualmente limitata alle grandi derivazioni idroelettriche (art. 1 bis 1.1 della l.p. n. 4/1998 - "Verifica della sussistenza di interessi ad un uso concorrente delle acque").

Detta norma non è ancora stata attuata con la prevista delibera sui criteri di priorità per i nuovi usi concorrenti con quello idroelettrico, pertanto le previsioni sul loro possibile impatto sono particolarmente ardue.

Si può comunque far riferimento all'analogha previsione di priorità per gli usi diversi dell'acqua che è stata sancita dalla medesima legge provinciale n. 4/1998 riguardo al periodo di proroga decennale delle grandi derivazioni idroelettriche (art. 1 bis 1, comma 15 ter); in tale contesto – con deliberazione n. 2042 del 28.09.2012 ed altre successive – si sono stabilite modalità e quote della riserva idrica destinata dalla legge ad eventuali usi diversi dell'acqua richiesti da

soggetti terzi nel corso del citato periodo di proroga decennale, per un totale complessivo pari a circa 6 mc/s.

L'esperienza maturata in tale contesto, con richieste di messa a disposizione della riserva idrica nel corso di un decennio molto inferiori rispetto al totale ipotizzato, porta a ritenere che la portata massima sopra indicata (6 mc/s) sia ampiamente sufficiente a garantire sia la probabile conferma delle richieste di messa a disposizione della riserva idrica sia eventuali nuove richieste di usi concorrenti, ivi incluse eventuali richieste idroelettriche concorrenti da parte di autoproduttori che dovessero essere preferite rispetto all'attuale utilizzo da parte delle GDI (pur a fronte di una minore efficienza delle stesse).

Possiamo quindi ipotizzare, sempre in via prudenziale, che l'eventuale impatto degli usi concorrenti sulla disponibilità idrica per fini idroelettrici delle sole grandi derivazioni possa essere contenuto nell'1% complessivo a livello provinciale (pari a circa 6 mc/s, ipotizzando per semplicità che la portata disponibile per le GDI sia quella complessiva). Tale impatto, sommato al predetto possibile impatto degli usi prevalenti, può quindi complessivamente ed in termini ampiamente prudenziali essere stimato nel 2% della portata disponibile.

Pertanto, ipotizzando per ulteriore semplificazione che l'impatto sia mediamente omogeneo su tutte le derivazioni idroelettriche, la previsione del possibile impatto cumulato dei nuovi usi prevalenti e concorrenti sulla produzione idroelettrica trentina nel prossimo decennio non supera il 2%.

3.4 / Nuove concessioni di derivazione a scopo idroelettrico

Con delibera della Giunta Provinciale. n. 2775 di data 14 dicembre 2012 e n. 2991 di data 27 dicembre 2012 è attribuita all'Agenzia Provinciale per le risorse idriche e l'energia la funzione inerente il rilascio di concessioni e degli altri provvedimenti in materia di utilizzazione delle acque pubbliche, tra le quali ha particolare rilievo l'utilizzazione a fini idroelettrici. Tale funzione è stata svolta, fino al 31 dicembre 2012, dal Servizio Utilizzazione Acque Pubbliche.

Negli ultimi anni si è assistito ad una diminuzione significativa del trend di nuovi impianti di piccola derivazione d'acqua a scopo idroelettrico e, conseguentemente, delle potenze installate. Stante il vincolo stabilito dal PGUAP di divieto di nuove grandi derivazioni idroelettriche e sulla base delle valutazioni svolte dagli uffici competenti in ordine ai vincoli ambientali vigenti per le nuove piccole derivazioni idroelettriche e le condizioni per il rinnovo di quelle esistenti, è possibile considerare verosimile lo scenario che prevede

che nel prossimo decennio sia molto residuale l'incremento di potenza attribuibile a nuove derivazioni; pertanto l'assetto complessivo della produzione di energia idroelettrica non subirà un incremento nel territorio trentino.

Ciò chiaramente non significa che a livello locale eventuali nuove concessioni non permettano di modificare gli assetti esistenti, tuttavia ai fini della pianificazione l'apporto complessivo da esse generabile non potrà superare pochissimi punti percentuali.

3.5 / Ottimizzazione economica degli impianti e stoccaggio dell'energia: sistemi di pompaggio

Un possibile ulteriore sviluppo concernente le grandi derivazioni idroelettriche riguarda i pompaggi ai fini della ricarica di invasi di monte in orari nei quali il costo dell'energia risulta conveniente per questa operazione; l'acqua stoccata viene poi turbinata nei momenti di maggior richiesta di energia.

Inoltre l'attività di pompaggio, prevista anche negli scenari PNIEC - Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, svolge un ruolo importante, anche sotto il profilo ambientale, perché consente che l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non regolate possa venire stoccata, e successivamente resa disponibile con continuità a favore delle utenze finali, generando quindi benefici ambientali indiretti. Dal punto di vista

provinciale questa misura consente di aumentare il quantitativo di energia totale prodotta nel territorio provinciale, a fronte tuttavia di un aumento dei consumi di energia.

Gli indirizzi provinciali sono favorevoli a ricomprendere la possibilità del pompaggio.

Ad oggi sono già presenti degli impianti idroelettrici che prevedono tale sistema di pompaggio. Si ritiene possibile ampliare questa attività anche estendendola ad altri impianti laddove si possano impiegare esclusivamente invasi artificiali già esistenti evitando impatti significativi per il raggiungimento/mantenimento degli obiettivi di qualità dei corpi idrici. Ciò al fine tutelare i laghi naturali e la qualità dei corsi d'acqua.

E' altresì doveroso menzionare la possibilità che anche impianti ad acqua fluente prevedano la possibilità di stoccare l'energia elettrica, prodotta negli orari di minore richiesta per utilizzarla o restituirla in rete in un secondo momento. Ciò è possibile mediante l'impiego di altri sistemi di stoccaggio, quali ad esempio l'installazione di sistemi di batterie e la produzione di idrogeno.

Tali proposte andranno tuttavia valutate caso per caso, considerando convenienza economica e tutela ambientale, grado di innovazione e ogni altro parametro giudicato utile per l'approvazione.

3. Conclusioni

Nei paragrafi precedenti sono stati analizzati i fattori che potranno avere delle influenze sulla produzione idroelettrica del prossimo decennio.

Il bilanciamento di diversi fattori concomitanti, alcuni che potrebbero portare ad un aumento della produzione di energia elettrica, come l'efficientamento degli impianti in fase di rinnovo, altri ad una sua diminuzione, come le possibili prescrizioni in termini di portate non utilizzabili o di usi concorrenti da privilegiare, come risultato delle Valutazioni di Impatto Ambientale e da eventuali limiti introdotti dall'aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque per il sessennio 2021-2027, fanno sì che in questo Piano si sia ipotizzato valido mantenere una sostanziale invarianza del livello attuale di produzione da idroelettrico.

Nello specifico, nell'arco temporale di validità del Piano, non è prevista una variazione significativa come risultato degli investimenti sulle grandi derivazioni idroelettriche tali da comportare un aumento della produttività e dell'efficienza degli impianti.

Sono stati inoltre valutati i possibili effetti dei cam-

biamenti climatici concludendo che al 2030 non vi saranno significative riduzioni sul quantitativo annuale dei deflussi, pur comportando una variazione sub-annuale.

Da ultimo sono state considerate le dinamiche legate agli usi prevalenti e usi concorrenti valutati ai fini della riassegnazione delle grandi derivazioni idroelettriche, per, i quali si stima che potrebbero influire al 2030 con una riduzione complessiva della disponibilità idrica a scopo idroelettrico stimabile fino al 2%.

Saranno inoltre oggetto di monitoraggio le misure derivanti dall'aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque, in merito al quale ad oggi non è possibile prevedere come questi influiranno sulle portate derivabili. A seguito di queste considerazioni, si è concluso che nel decennio 2021-2030 è possibile considerare costante la quota parte di energia attribuibile all'idroelettrico, non come invarianza dell'utilizzo della risorsa idrica ma come risultato di possibili effetti contrastanti.

In particolare, vista la dominanza delle grandi deri-

vazioni nella copertura della produzione idroelettrica è possibile prevedere due fasi distinte all'interno del decennio di interesse:

- 1a fase: 2021-2025: possibile inizio della produzione con “nuove regole”: 2024 (in esito alla gara con presenza di ricorsi)
- 2a fase: 2025-2030: nuovo regime di produzione, che non andrà però ad alterare sensibilmente la produzione totale.

Si specifica che queste sono considerazioni volte a quantificare la produzione annuale su scala provinciale nel prossimo decennio. Entrando poi nel merito delle singole situazioni sarà possibile individuare le potenzialità di ampliamento o le necessarie restrizioni delle singole aste fluviali e dei singoli impianti.

IMPIANTI IDROELETTRICI ED EFFICIENZA ENERGETICA

Come ogni impianto finalizzato alla produzione di energia, anche gli impianti idroelettrici dovranno perseguire il miglior utilizzo della risorsa idrica garantendo, nel rispetto delle condizioni poste dai relativi provvedimenti di concessione, la maggior produzione possibile in relazione alle condizioni di progetto ed alla corretta e puntuale manutenzione di tutti i relativi componenti.

Per quanto attiene alle previsioni del Piano Generale di Utilizzazione delle Acque Pubbliche, reso esecutivo con il D.P.R. 15 febbraio 2006 (PGUAP), si ricorda che le nuove concessioni di piccole derivazioni d'acqua ad uso idroelettrico che comportino prelievi che interessano le aste dei fiumi Sarca, Chiese, Avisio, Travi gnolo, Vanoi, Cismon, Grigno e Fersina potranno riguardare solo impianti caratterizzati dal requisito di “alto rendimento energetico” (art. 7, comma 1, lettera F, punto iv) delle Norme di Attuazione del PGUAP).

I requisiti minimi per poter dimostrare l'ottemperanza a tale requisito, già fissati nell'Allegato 1 del PEAP 2013-2020 e qui confermati, potranno essere ridefiniti mediante specifico provvedimento del Dirigente dell'Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia.





Scenari di decarbonizzazione al 2030

Sezione 2 | GLI SCENARI PREVISIONALI

Valutazioni preliminari sul potenziale impatto delle comunità di energia rinnovabile (comunità energetiche)

Per approfondire vedasi l'Allegato Tecnico 9

1. Introduzione

Questo capitolo è volto a valutare le potenziali ricadute di tipo energetico-ambientale associate alla diffusione in Trentino della configurazione delle comunità energetiche, introdotta dalla Direttiva “Renewable Energy Directive 2018/2001” - RED II e dalla “Directive on common rules for the internal market for electricity 2019/944” - IEM.

In considerazione del peso dei consumi finali di energia del settore degli edifici civili nel bilancio energetico dell'intera Provincia, si assume che possa giocare un ruolo essenziale l'utilizzo in forma condivisa dell'energia rinnovabile negli impianti di riscaldamento, raffrescamento e dell'acqua calda sanitaria. Da questo punto di vista la possibilità di integrare più edifici in una comunità permette, infatti, grazie agli aspetti complementari condivisibili sia per quanto riguarda le risorse (es. spazi destinabili alla captazione di energia solare) sia per quanto riguarda gli utilizzi (orari di funzionamento degli impianti di riscaldamento, raffrescamento, preparazione dell'acqua calda sanitaria ed anche altri) di ottimizzare l'autoconsumo su una scala più estesa, e quindi con maggiori potenzialità. Inoltre, in vista del recepimento nazionale delle sopracitate Direttive europee, ed in considerazione di quanto in essere a carattere sperimentale e tran-

sitorio, l'obiettivo è anche quello di investigare un nuovo sistema energetico, come configurazione di sistemi decentralizzati che consentano la creazione di network locali non gerarchici e competitivi, con un aumento dell'autonomia. Ciò favorisce l'esplorazione dell'insieme di possibilità di scelta in termini di soluzioni più adatte alle esigenze territoriali, tali da promuovere una maggiore e più consapevole partecipazione dei cittadini all'attuale evoluzione dello scenario energetico nazionale.

Si specifica che date le evoluzioni normative a seguito dei recepimenti in programma, delle consultazioni, delle sperimentazioni in corso e delle valutazioni che ne deriveranno, il quadro normativo e regolatorio ad oggi esistente subirà notevoli modifiche. Il presente capitolo si concentra pertanto sull'analisi di sperimentazioni ad oggi possibili, ma con chiara ottica di ampliare, seguendo le evoluzioni normative, la platea dei soggetti nonché la diversificazione delle fonti di energia da coinvolgere nelle comunità energetiche. È infatti volontà provinciale quella di sfruttare al massimo le potenzialità che verranno date, non limitandosi alla sola utenza condominiale come trainante, ma partendo da questa configurazione, ad oggi già attuabile con relativa facilità, per poi ampliare la complessità dei soggetti aderenti. In particolare verranno nel tempo approfondite le comunità con utenze miste, dove i soggetti industriali potranno fungere da soggetto trainante così come realtà presenti nel terziario o le utenze pubbliche. Le fonti utilizzate, che

nel presente studio sono rappresentate dal fotovoltaico, saranno certamente ampliate, considerando ad esempio l'idroelettrico e la valorizzazione energetica della biomassa, sia legnosa sia organica, vettori trainanti del territorio.

Rimandando all'Allegato Tecnico n.9 del Piano per la descrizione completa, riportiamo i dettagli sufficienti alla lettura dei risultati principali.

2. Il quadro normativo europeo e nazionale

A livello europeo, a seguito della pubblicazione del "Clean Energy for all Europeans Package" sono state emanate due direttive che hanno introdotto le Comunità energetiche. Nella "Directive on common rules for the internal market for electricity 2019/944" - IEM, pubblicata a giugno 2019, si sono introdotte le configurazioni di Clienti attivi consorziati e le Comunità Energetiche di Cittadini - CEC. La "Renewable Energy Directive 2018/2001" - RED II, pubblicata a dicembre 2018, promuove invece le "Renewable Energy community" - CER, ovvero comunità energetiche che producono energia da fonti rinnovabili, con l'obiettivo di diffondere nuovi impianti ad energia pulita. All'interno di questa direttiva si trovano inoltre le configurazioni di "autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente", ovvero che si trovano in uno stesso edificio o condominio.

I profili comuni di queste due tipologie differenti di Comunità energetiche si possono riassumere nel fatto che entrambe sono soggetti giuridici autonomi di diritto privato e qualificabili come imprenditori energetici, devono avere come membri più persone fisiche qualificabili come consumatori energetici domestici, essere organizzazioni aperte in entrata ed in uscita e offrire a chiunque la loro produzione di beni e servizi. Possono inoltre concludere accordi commerciali con chiunque anche al di fuori dei propri membri e possono esercitare: generazione, distribuzione, aggregazione, gestione della domanda, stoccaggio, fornitura, acquisto, teleriscaldamento, servizi accessori, scambio e condivisione energia.

Le differenze principali tra CEC e CER sono invece riassunte nella Tabella 1.



	COMUNITA' ENERGETICHE RINNOVABILI (CER)	COMUNITA' ENERGETICHE dei CITTADINI (CEC)
Direttiva	2018/2001/UE, art. 2(11)	2019/944/UE, art. 2(16)
Recepimento	Entro il 30.06.2021 art. 42-bis D.L. 30 dicembre 2019 n.162 convertito con legge del 28 febbraio 2020 n.8: disciplina temporanea e sperimentale. Deliberazione ARERA 318/2020/R/EEL Decreto MISE	Entro il 31.12.2020
Sostegno/ Promozione da parte degli stati membri	Sì, con appositi regimi di sostegno a livello nazionale, in considerazione degli obiettivi di riduzione delle emissioni e quindi diminuzione dei consumi ed incremento FER	No
Tipologia di imprenditore	Imprenditore energetico da fonti rinnovabili	Imprenditore elettrico
Qualificazione dei membri/azionisti	Persone fisiche qualificabili come "clienti civili", autorità locali comprese le amministrazioni comunali e PMI (non imprenditore energetico in via esclusiva o principale)	Chiunque può diventare membro
Controllo	Persone fisiche qualificabili come "clienti civili", autorità locali comprese le amministrazioni comunali e PMI (non imprenditore energetico in via esclusiva o principale) e si devono trovare nelle vicinanze degli impianti mediante i quali tali comunità producono energia da FER	Persone fisiche qualificabili come "clienti civili", autorità locali comprese le amministrazioni comunali e imprese non energetiche in via esclusiva e principale e piccola impresa
Autonomia	Autonome e democratiche	Nessuna menzione
Prossimità/ comunità territorialmente definita	I membri o azionisti devono essere situati in prossimità fisica degli impianti di produzione di energie da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione. Solo in questo modo si rispetta il fatto che una CER sia e rimanga una comunità locale	Nessuna menzione
Attività energetiche	Produzione energia da fonti rinnovabili da impianti che appartengono e sono sviluppati dalla stessa CER. La CER, essendo stata concepita dall'Unione europea per rendere protagonisti i consumatori energetici domestici, deve caratterizzarsi per essere non solo un ente capace di organizzare un progetto di energia comunitaria, ma anche un gruppo di soggetti interessati a diventare contestualmente consumatori (direttamente) e produttori (tramite la loro comunità).--> alta percentuale di autoconsumo [70% D.Lgs. 79/1999 ripreso Da Piemonte - 60% Puglia]	Sono libere di non produrre energia, e, se decidono di farlo sarà energia elettrica prodotta da qualsiasi fonte e usando anche impianti altrui

Tabella 1

Differenze principali tra Comunità energetiche Rinnovabili e Comunità energetiche di Cittadini come desumibili dalle rispettive Direttive RED II e IEM

A scala nazionale, ad inizio 2020, con il D.L. 30 dicembre 2019 n.162 convertito con legge del 28 febbraio 2020 n.8, l'Italia ha avviato il processo di recepimento della direttiva RED II, proseguito poi con la Delibera ARERA 318/2020 ad agosto 2020 e il Decreto attuativo del MiSE a settembre 2020. A seguito di questi provvedimenti sono state introdotte le definizioni di Comunità di Energia Rinnovabile - CER e di Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, andando a riconoscere la possibilità di autoconsumo collettivo tra diversi utenti finali, cosa prima esclusa dal quadro regolatorio italiano. Tali regolamenti transitori risultano completi per l'avvio della fase pilota; eventuali evidenze emerse nella fase sperimentale porteranno al completamento del recepimento della Direttiva RED II, prevista per giugno 2021.

Alcuni possibili punti di attenzione sono già emersi, come il requisito per gli utenti di essere sottesi alla medesima cabina di trasformazione MT/BT, che da

un lato limita la taglia degli impianti e dall'altra costringe a verifiche puntuali i possibili utenti, e la possibilità di includere la Cogenerazione ad Alto Rendimento - CAR negli impianti eleggibili.

Ad oggi sono stati riconosciuti incentivi della durata di 20 anni di 100 €/MWh di energia elettrica prodotta e autoconsumata nel caso di autoconsumo collettivo e di 110 €/MWh nel caso di comunità energetica rinnovabile e un corrispettivo unitario (somma della tariffa di trasmissione per le utenze in bassa tensione, pari a 7,61 €/MWh per l'anno 2020, e del valore più elevato della componente variabile di distribuzione per le utenze altri usi in bassa tensione, pari a 0,61 €/MWh per l'anno 2020). Nel caso di gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente è previsto un contributo aggiuntivo dovuto alle perdite di rete evitate, variabile a seconda del livello di tensione e del Prezzo Zonale Orario dell'energia elettrica.

3. La normativa provinciale e l'esperienza trentina

Il Trentino può vantare delle specificità territoriali che, oltre ad essere adatte per studi e sperimentazioni nell'attuale regime regolatorio transitorio, rappresentano un buon terreno sul quale potranno favorevolmente innestarsi le comunità energetiche.

Innanzitutto sul territorio gli Enti Locali hanno un ruolo centrale come produttori, in quanto in molti casi sono i diretti titolari di centraline idroelettriche con potenza inferiore ai 3000 kW così come di centrali a biomassa, e potranno pertanto porsi come soggetti promotori delle comunità. In seconda battuta, sono già presenti forme storiche di cooperazione territoriale di produzione, distribuzione ed usi finali, come i Consorzi elettrici di Storo, di Stenico e di Pozza di Fassa, nonché progetti di territorio come quello condotto dall'ACSM di Primiero, azienda municipalizzata, che vanta impianti rinnovabili ad acqua e a biomassa legnosa, oltre a flotte di mezzi elettrici e che possono dunque mettere a disposizione la loro decennale esperienza. In questo contesto, l'obiettivo della Provincia è quello di sostenere e promuovere la nascita di comunità energetiche sul territorio trentino, dove per energia comunitaria è da intendersi l'energia prodotta in una comunità (intesa come territorio), da una comunità (intesa come ente produttore governato da una comunità), e per una comunità (intesa come insieme di persone fisiche stabilmente legate a un territorio, eventualmente tramite enti costituiti da loro stesse). Si intende quindi favorire l'indagine sia delle potenzialità di autoproduzione (in particolar modo da tutte

le fonti rinnovabili disponibili localmente in Trentino) e autoconsumo, sia la gestione intelligente delle reti. In particolare, è intenzione della Provincia avviare azioni di approfondimento tecnico-scientifico sulle comunità energetiche, per valutare concretamente la fattibilità e i potenziali benefici sul territorio provinciale, in anticipo rispetto al pieno recepimento delle direttive europee nel quadro legislativo e regolatorio nazionale, nonché associare i più appropriati scenari di comunità energetiche alla desiderata situazione energetica provinciale al fine di massimizzare i benefici ambientali, sociali ed economici.

Primi indirizzi normativi e legislativi in provincia in materia sono stati introdotti dall'art.18 bis della l.p. 20/2012, dove si promuove la formazione di comunità energetiche, e dall'articolo 17.2 comma 7 della legge provinciale sulle acque pubbliche 1976, recentemente inserito dalla legge provinciale n.6/2021, approvata il 15 aprile 2021, nel quale sono state previste, tra le ipotesi di esclusione dalle procedure comparative per il rinnovo delle concessioni, le fattispecie ascrivibili alle comunità energetiche.

Ci si aspetta che i risultati di tali sperimentazioni avvaloreranno ulteriori passaggi legislativi e normativi e la messa a sistema territoriale di buone pratiche utili a dare impulso alla nascita di analoghe esperienze sul territorio provinciale, oltre che ad una responsabilizzazione diretta delle utenze relativa all'uso dell'energia elettrica e termica.

4. Valutazioni sul potenziale impatto delle comunità di energia rinnovabile

Lo scenario presentato in questo Piano è centrato sull'analisi di configurazioni ad oggi possibili secondo il quadro normativo sperimentale e transitorio (Legge n. 8 che converte in legge il D.L. n. 162 del 30 dicembre 2019, noto anche come Decreto Milleproroghe), cioè, in estrema sintesi, di impianti di produzione da fonti rinnovabili con potenza non superiore a 200 kW e connessi alla rete elettrica di bassa tensione, attraverso la medesima cabina di trasformazione MT/BT (cabina secondaria).

Si considera che, nel contesto Trentino, la principale risorsa energetica rinnovabile per la quale si possa ad oggi ipotizzare un incremento di diffusione grazie alle comunità ed agli autoconsumatori sia quella fotovoltaica.

Si ritiene quindi opportuno indirizzare un'analisi preliminare sulle potenzialità nel territorio di diffusione delle comunità energetiche che si sviluppino nell'ambito degli edifici (es condomini ed attività commerciali) grazie allo sfruttamento di impianti fotovoltaici, con particolare riguardo alla possibile combinazione con pompe di calore per la climatizzazione.

4.1 / Metodologia di calcolo

Per valutare le potenzialità delle comunità energetiche relative all'aumento dell'autoconsumo di energia rinnovabile prodotta in situ sono state condotte una serie di simulazioni dinamiche le quali hanno il vantaggio di evidenziare le diverse domande di energia degli appartamenti con esposizioni e caratteristiche costruttive diverse. Nell'analisi sono stati valutati i consumi elettrici legati al riscaldamento degli ambienti e alla produzione di acqua calda per usi sanitari, in analogia a quanto fatto per le valutazioni sullo scenario di penetrazione delle pompe di calore in Trentino. In aggiunta, sono stati considerati i fabbisogni energetici legati alle apparecchiature elettriche e all'illuminazione artificiale. I principali passaggi metodologici sono come a seguire.

Nella prima fase dello studio, è stato analizzato il caso base in cui ogni appartamento è dotato di un impianto autonomo di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria e di un impianto fotovoltaico dedicato. In questo scenario è stato quindi analizzato l'autoconsumo mediamente ottenibile dai singoli appartamenti considerando un funzionamento standard per gli elettrodomestici. Successivamente, sono stati considerati due scenari in cui, mantenendo il funzionamento autonomo degli impianti di riscaldamento, vengono ipotizzati dei profili temporali ottimizzati di funzionamento degli elettrodomestici rispettivamente nel 50% e nel 100% degli appartamenti

considerati. Quest'analisi vuole valutare il beneficio potenziale legato all'accensione dei grandi elettrodomestici durante le parti centrali della giornata, quando la disponibilità di energia fotovoltaica è maggiore. In questi due scenari quindi si quantifica l'aumento dell'autoconsumo dell'energia rinnovabile sfruttando la partenza ritardata degli elettrodomestici e i controlli ottimizzati che in futuro saranno disponibili grazie alla maggior diffusione di elettrodomestici smart basati su tecniche IoT (Internet of Things).

Nella seconda parte dell'analisi viene invece quantificata la copertura della domanda con fonti rinnovabili (LCF) e l'autoconsumo (SCF) ottenibile qualora venga attivata una comunità energetica a scala di condominio. In questo scenario, la potenza fotovoltaica eccedente prodotta da un singolo appartamento potrà essere scambiata con le altre unità immobiliari prima di essere eventualmente immessa in rete. Infine, lo scenario delle comunità energetiche condominiali verrà esteso alle comunità di più edifici considerando quindi diverse combinazioni di edifici (MC) e (GC) con diverse caratteristiche costruttive e diverse classi di vetustà, in modo da ottenere comunità energetiche con taglie di potenza fotovoltaica da 170 kW o 200 kW.

L'eterogeneità della comunità energetica garantisce una maggior differenza dei profili di domanda e quindi un potenziale aumento dello scambio e dunque dell'autoconsumo di energia rinnovabile.

Le due grandezze di interesse sono i citati indici "supply cover factor" (SCF) e "load cover factor" (LCF) annuali. Il primo è definito come il rapporto fra l'energia fotovoltaica auto-consumata e la produzione di energia in loco. Il secondo rappresenta la frazione del fabbisogno totale coperto dall'autoconsumo, ossia il rapporto fra l'energia auto-consumata e il fabbisogno elettrico totale.

L'analisi è stata condotta sull'insieme di edifici tipo definiti nel report RSE del febbraio 2014 e già utilizzati nello "Scenario di riqualificazione energetica degli edifici residenziali in Trentino" e nello "Scenario di penetrazione delle pompe di calore per il riscaldamento e la produzione acqua calda sanitaria".

In particolare, in aggiunta ai nuovi modelli sui singoli appartamenti, lo studio si è focalizzato principalmente sugli edifici multipiano, in particolare sulle tipologie edilizie di medio (MC) e grande condominio (GC) perché, avendo diverse unità immobiliari, possono trarre maggiori benefici da una comunità energetica a scala condominiale. Data la particolarità degli edifici quindi e la loro maggior diffusione in contesti cittadini, lo studio è stato condotto nel clima di riferimento del comune di Trento.

4.2 / Scenari in assenza di comunità energetica

Per valutare le potenzialità delle comunità energetiche sono stati inizialmente valutati gli indici load cover factor e supply cover factor nel caso di impianti autonomi di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria. Ogni appartamento è dotato di un impianto autonomo per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria, così come di un impianto fotovoltaico dedicato ed è connesso autonomamente alla rete elettrica attraverso un contatore di scambio bidirezionale. In figura 1 le barre evidenziano gli indici prestazionali medi per gli appartamenti di medi condomini (MC) e dei grandi condomini (GC) nel caso di profilo standard di consumo degli elettrodomestici. Analizzando l'indice LCF, che rappresenta la quota del fabbisogno elettrico annuale coperto dall'energia fotovoltaica auto-consumata, si notano percentuali comprese fra il 17% e il 31% in funzione dell'edificio considerato e della classe di vetustà. Ovviamente edifici più recenti in classe V7 hanno consumi di riscaldamento minore grazie al maggior isolamento dell'involucro, oltre ad avere sistemi di emissione a bassa temperatura che aumentano le prestazioni della pompa di calore. L'indice SCF, il quale indica

la percentuale di energia fotovoltaica auto-consumata rispetto all'energia annuale prodotta dall'impianto fotovoltaico stesso, mostra un andamento opposto. Infatti, minore è il consumo energetico dell'edificio, maggiore sarà lo sfasamento fra il consumo (durante le ore serali e notturne) e la produzione.

Sull'asse secondario sono invece rappresentate le curve rosse che indicano rispettivamente l'incremento degli indici LCF e SCF ottenibili se nel 50% (linea continua) o nel 100% (linea tratteggiata) degli appartamenti venga adottato un profilo ottimizzato di funzionamento dei grandi elettrodomestici. I risultati mostrano degli incrementi maggiori dell'indice LCF negli edifici V7 poiché in questo caso l'incidenza dei carichi delle apparecchiature elettriche sul consumo totale è maggiore.

Quello che si nota è come un comportamento virtuoso di tutti gli occupanti possa portare mediamente un aumento della quota di copertura rinnovabile compresa fra il 3% e il 7% con conseguente riduzione dell'energia elettrica prelevata dalla rete. Allo stesso tempo l'autoconsumo viene aumentato dal 2% al 4% se questi comportamenti avvengono nel 50% degli appartamenti o del 4%-6% se avviene nella totalità delle unità immobiliari.

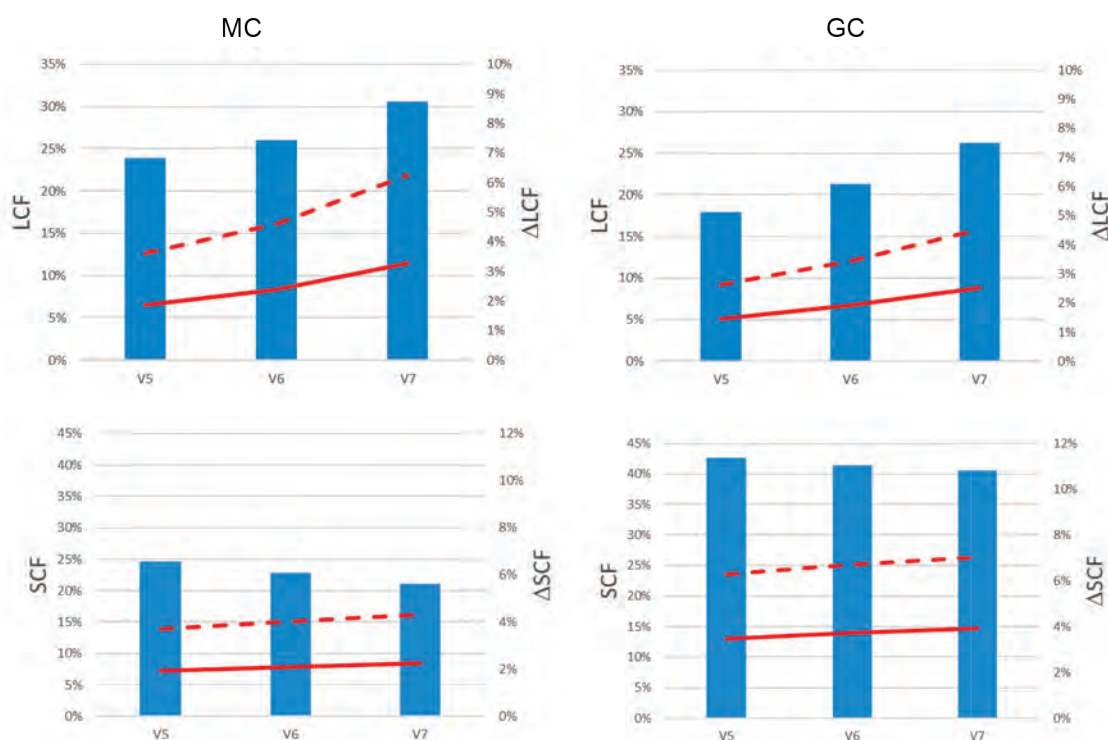


Figura 1

Andamento degli indici LCF e SCF per l'insieme di appartamenti autonomi nel caso di profili standard di consumo (asse primario) e incrementi degli indici (asse secondario) nel caso di profilo di consumo degli elettrodomestici ottimizzato nel 50% (continua) e nel 100% (tratteggiata) degli appartamenti.

4.3 / Comunità energetiche a scala condominiale

In figura 2 sono riportati i tre diversi scenari condotti sulle comunità energetiche a scala di edificio, dove le diverse unità immobiliari mettono in comune le diverse quote di impianto fotovoltaico installato in copertura e scambiano l'energia prodotta fra di loro. Le barre indicano ancora i valori di LCF e SCF del caso base, inteso come il valore che mediamente si ottiene nei singoli appartamenti con profilo di consumo standard, impianto di riscaldamento autonomo e impianto fotovoltaico dedicato. I risultati permettono di quantificare l'effetto della comunità energetica come incremento di LCF e di SCF rappresentati con la curva rossa tratto-punto. Ad esempio, solamente con la condivisione dell'energia prodotta vi è un aumento della quota di copertura con fonte rinnovabile auto-consumata del 3% nei medi condomini e variabile fra 1% e 4% nei grandi condomini. In particolare, la quota minima viene raggiunta nei GC, a causa del minor rapporto fra potenza fotovoltaica installata e superficie climatizzata, e per la classe di vetustà V7. Allo stesso modo lo scambio dell'energia fotovoltaica prodotta permette di aumentare di quota variabile fra il 2% e il 5% l'indice SCF, con una conseguente ridu-

zione dell'energia elettrica immessa in rete. In figura 2 sono inoltre riportati i miglioramenti ottenibili se, oltre alla condivisione dell'energia rinnovabile prodotta all'interno della comunità energetica, ci siano anche i comportamenti virtuosi con lo spostamento dei carichi elettrici degli elettrodomestici smart durante le ore di maggior produzione fotovoltaica. In questo caso, ad esempio, si nota come ci siano incrementi medi del 5% del LCF nel caso di profili ottimizzati nel 50% degli appartamenti o del 6.5% se gli elettrodomestici smart sono utilizzati nella totalità degli appartamenti. Parallelamente si riscontrano miglioramenti anche dell'indice SCF con incrementi che possono arrivare fino al 10% nel caso di profili ottimali nella totalità degli appartamenti, e livelli di autoconsumo massimi del 53% nel caso dell'edificio GC con classe di vetustà V5. Va sottolineato come gli incrementi ottenuti rappresentino dei valori conservativi dato che il vantaggio potenziale delle comunità è tanto maggiore quanto più diversi sono i profili di domanda degli edifici. Nelle analisi condotte infatti è stato considerato un profilo medio di funzionamento degli elettrodomestici, così come un profilo medio di consumo di acqua calda sanitaria.

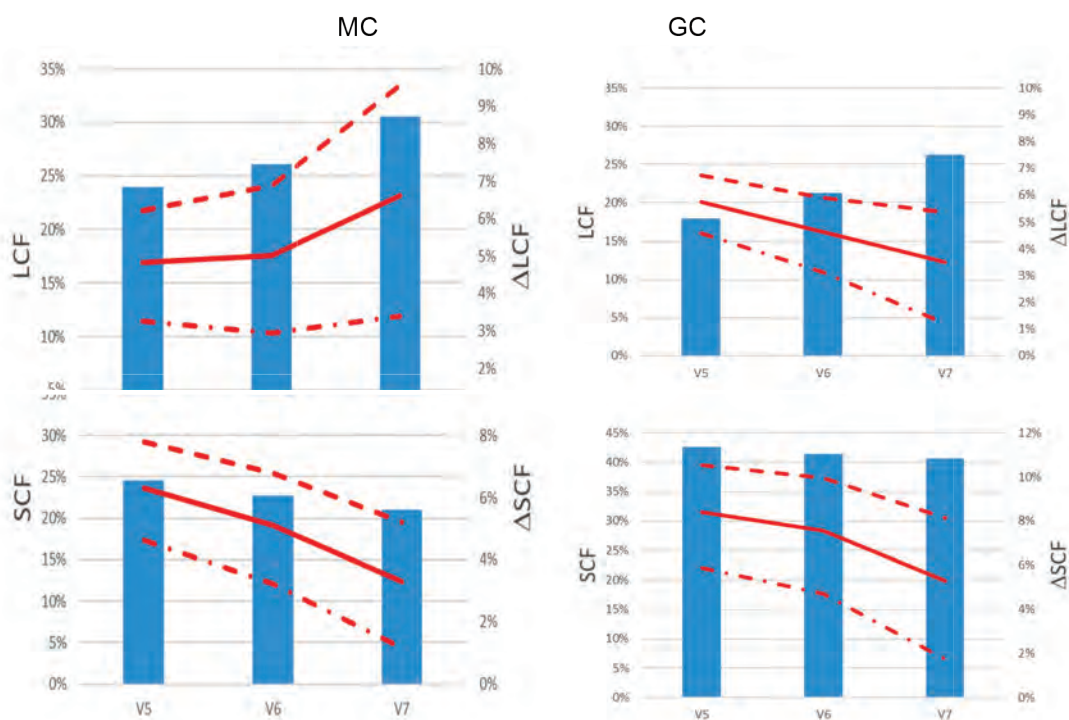


Figura 2

Andamento degli indici LCF e SCF per l'insieme di appartamenti autonomi nel caso di profili standard di consumo (asse primario) e incrementi degli indici (asse secondario) nel caso di comunità energetica a scala di singolo condominio nel caso di profilo di consumo standard (tratto-punto), del consumo ottimizzato nel 50% (continua) e nel 100% (tratteggiata) degli appartamenti.

4.4 / Comunità energetiche a livello di distretto

Come già anticipato, i vantaggi delle comunità energetiche aumentano quanto più diversi sono i profili di domanda. Per questo motivo, dopo la comunità energetica condominiale, si analizzano ora delle comunità composte da condomini diversi. In figura 3 sono riportati i risultati ottenuti nel caso di comunità con potenza rinnovabile di picco da 170 kW. In questo caso la comunità è composta da un grande e da un medio condominio. Le barre in figura 3 riportano i valori di LCF e SCF medi degli appartamenti dei due condomini con impianti di riscaldamento autonomi e

impianti fotovoltaici dedicati. In ascissa sono riportate le sigle che indicano le diverse classi di vetustà dei due condomini. Ad esempio, l'etichetta V5_V7 indica la comunità energetica composta da un medio condominio con classe di vetustà V5 e un grande condominio V7. I risultati evidenziano nuovamente come la condivisione dell'energia elettrica prodotta porti ad un miglioramento del LCF variabile fra il 3% e il 6%, con incrementi maggiori quando le caratteristiche degli edifici sono molto variabili fra di loro. Allo stesso modo la comunità energetica aumenta la quota auto-consumata di una quota variabile fra il 3% e il 6% nel caso di profilo di consumo standard.

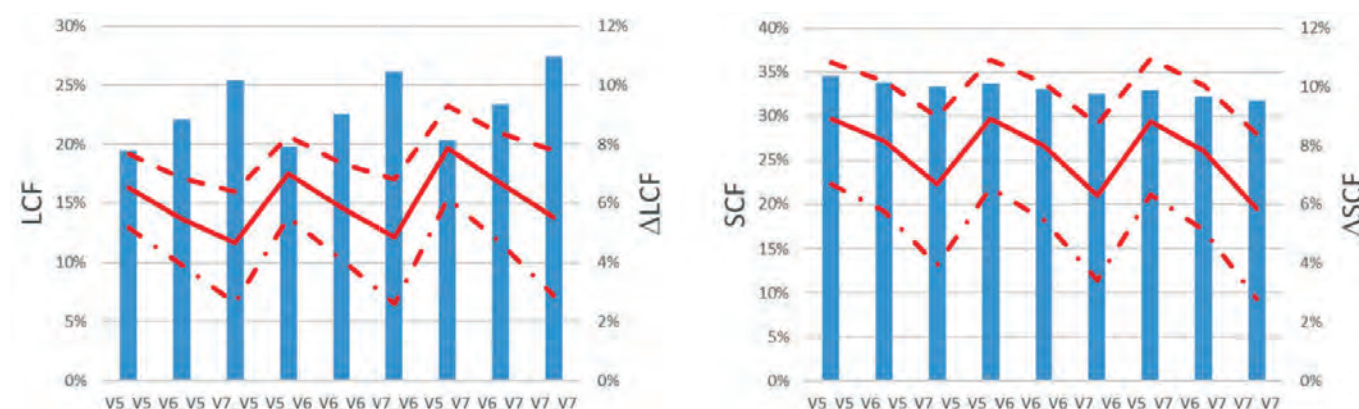


Figura 3

Andamento degli indici LCF e SCF per l'insieme di appartamenti autonomi e per la comunità energetica da 170 kW di picco di FV installato composta da un medio e da un grande condominio. Le barre (asse primario) indicano il caso base dell'insieme di appartamenti autonomi, mentre sull'asse secondario sono riportati gli incrementi percentuali nel caso di comunità di edifici con profilo di consumo standard (tratto-punto), consumo ottimizzato nel 50% (continua) e nel 100% (tratteggiata) degli appartamenti.

Infine, la stessa valutazione è stata condotta estendendo la dimensione della comunità energetica pur rispettando i vincoli legislativi. Le comunità vengono così costituite da un medio e un grande condominio con l'aggiunta di due edifici mono-familiari le cui caratteristiche sono descritte nel report "Scenario di penetrazione delle pompe di calore per il riscaldamento

e la produzione acqua calda sanitaria". Combinando le 3 diverse classi di vetustà per i 4 diversi edifici si ottengono 81 possibili combinazioni di comunità energetiche, per ciascuna delle quali sono stati valutati gli incrementi degli indici LCF e SCF rispetto al caso base di impianti autonomi per ogni unità immobiliare.

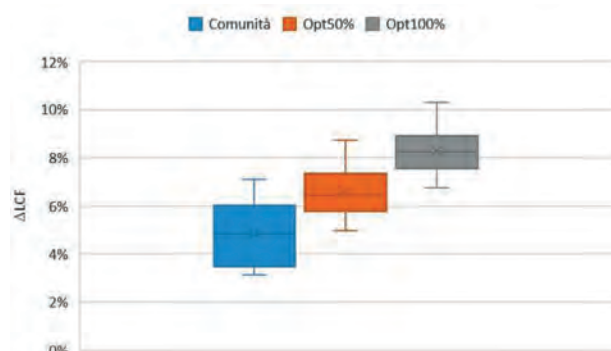


Figura 4

Distribuzione degli incrementi dell'indice LCF rispetto al caso di appartamenti autonomi considerando una comunità energetica da 200 kW di picco.



In figura 4 sono rappresentati i box plot degli incrementi del LCF ottenuti. Per ogni serie viene evidenziato il valore mediano, il range interquartile e i valori minimi e massimi. I risultati mostrano quindi come la comunità energetica permetta mediamente di ot-

tenere un incremento del 5% di LCF con valori che variano fra circa il 4% e il 7%. La figura 4 mostra inoltre come l'ottimizzazione dei profili di consumo degli elettrodomestici porti ad un aumento dei benefici e, inoltre, ad una riduzione del range interquartile.

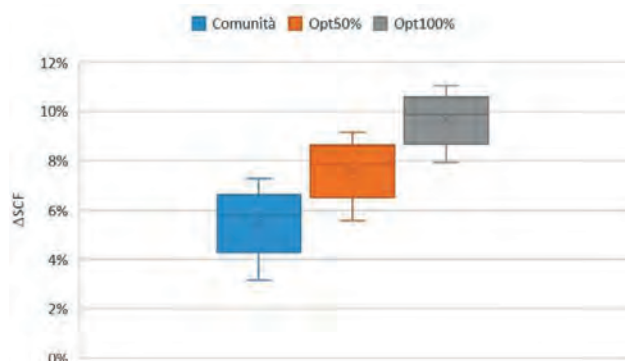


Figura 5

Distribuzione degli incrementi dell'indice SCF rispetto al caso di appartamenti autonomi considerando una comunità energetica da 200 kW di picco.

In figura 5 sono invece rappresentati gli incrementi di autoconsumo ottenibili dalla comunità energetica che mediamente sono dell'ordine del 6% con un valore medio complessivo di SCF pari a 36%.

5. Conclusioni

Dall'analisi delle configurazioni ad oggi possibili emerge che per una singola utenza diventa problematico l'autoconsumo di una frazione superiore al 50% dell'energia autoprodotta da fonte fotovoltaica utilizzata per alimentare gli impianti di riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria, impianti che più facilmente si prestano, mediante l'impiego di serbatoi di accumulo, a gestire lo sfasamento tra disponibilità ed utilizzo. In linea di principio la quota residua di energia elettrica potrebbe essere utilizzata per le altre utenze domestiche e per la mobilità elettrica, ma, in assenza di accumulo elettrico diretto, l'unica utenza realisticamente ipotizzabile è quella relativa a grandi elettrodomestici "smart" (quali lavastoviglie, lavabiancheria e asciugatrici) in grado di avviarsi e modulare il ciclo di funzionamento in sincronia con la disponibilità di energia da fonte fotovoltaica, peraltro non ancora diffusi sul mercato. Ne risulta che già con la sola condivisione dell'energia all'interno di uno stesso edificio la quota di autoconsumo aumenta. Inoltre, incrementando il numero di edifici sottesi alla medesima comunità energetica e la loro varietà in termini di dimensioni e di classi di vetustà, questo aumento migliora ulteriormente.

Questo primo modello si dimostra particolarmente interessante, e abilita, anche nel contesto della Provincia Autonoma di Trento, la formazione di comunità di energia già con l'attuale sistema di norme e regole. Esse, infatti, consentirebbero di condividere localmente l'energia elettrica e/o termica offrendo maggiori possibilità: da un lato adattare i carichi dovuti all'utenza alla disponibilità di energia da rinnovabili e dall'altro di realizzare sistemi di stoccaggio che sfruttino serbatoi di accumulo, la capacità termica degli edifici ed eventualmente batterie.

La provincia di Trento è intenzionata però ad andare oltre l'attuale quadro e, a questo proposito, sono in corso valutazioni per avviare delle sperimentazioni multidisciplinari su una serie di territori grazie a collaborazioni tecnico-scientifiche con enti di ricerca di chiara fama.

In particolare saranno supportate progetti pilota sulla riqualificazione di aree urbane in città (per favorire lo sviluppo di distretti urbani positivi, anche collegati al sistema della mobilità elettrica), su aree urbane di valle che si articolano in parte su aree artigianali e in parte su aree residenziali (per ottimizzare la produzione e l'autoconsumo anche sfruttando le superfici

più estese dei capannoni) e anche in piccoli contesti montani dove un borgo o frazione diviene comunità energetica con autoconsumo (applicato oltre che alle utenze private anche ai beni collettivi di proprietà pubblica), interessando anche gli edifici tradizionali ricadenti in centro storico. Ci si aspetta che i risultati avvaloreranno ulteriori indirizzi legislativi e normativi a livello locale, a completamento di quanto già pionieristicamente è stato introdotto nella legge provinciale

sull'energia n.12/2012 e nella legge provinciale sulle acque pubbliche 1976, recentemente inserito dalla legge provinciale n.6/2021, approvata il 15 aprile 2021,, e la messa a sistema di buone pratiche utili a dare impulso alla nascita di analoghe esperienze sul territorio provinciale, oltre che ad una responsabilizzazione diretta delle utenze relativa all'uso dell'energia elettrica e termica.

DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA

Il d.P.R. 26 marzo 1977, n. 235 (come modificato dal d.lgs. 11 novembre 1999, n. 463) è la norma di attuazione dello statuto speciale di autonomia in materia di energia che attribuisce alla Provincia il compito di adottare il "Piano della distribuzione", ossia lo strumento che contiene le indicazioni cui devono attenersi gli enti locali ed i soggetti elettrici nell'esercizio del servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica, valutandone la rispondenza al criterio di economicità e razionale utilizzo dell'energia elettrica a disposizione del fabbisogno locale.

Nel 2013, con delibera della giunta provinciale n. 1994 di data 27 settembre e successiva intesa con il Consiglio delle autonomie locali n. 2 del 23 ottobre, è stata approvata l'ultima ed attualmente vigente revisione del Piano della distribuzione di energia elettrica in provincia di Trento.

Ai sensi del Piano della distribuzione, i concessionari operanti alla data del 25 dicembre 1999 e SET Distribuzione S.p.A., società di cui all'art. 10 del d.P.R. n. 235/77 successivamente subentrata ad ENEL, possono continuare ad esercitare il suddetto servizio nelle zone di relativa competenza fino al 31 dicembre 2030, data dopo la quale è previsto il rilascio della concessione ad un unico distributore che opererà sull'intero territorio provinciale, previa aggiudicazione della specifica gara.

In vista di tale scadenza, ci si propone, nel periodo del Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030, di rivedere e - ove ritenuto opportuno - di integrare il Piano della distribuzione di energia elettrica in provincia di Trento in accordo con gli scenari sviluppati nello stesso PEAP, che prevedono un incremento di impiego dell'energia elettrica negli usi finali (quali, principalmente, il condizionamento invernale, i processi industriali e la mobilità), nonché lo sviluppo della sua produzione distribuita, anche in forme organizzate collettivamente.

Si attende il recepimento delle due distinte Direttive europee, recanti la prima norme per il mercato interno dell'energia elettrica e la seconda norme per le energie rinnovabili, specificatamente per quanto concerne la disciplina delle comunità energetiche rinnovabili, così da mettere in atto valutazioni e approfondimenti conseguenti alle nuove indicazioni legislative e normative, nonché regolatorie da parte dell'Autorità preposta.



Scenari di decarbonizzazione al 2030

Sezione 2 | GLI SCENARI PREVISIONALI

Pianificazione estensione servizio distribuzione del gas naturale

Per approfondire vedasi l'Allegato Tecnico 10

1. Introduzione

Questo documento è finalizzato a tracciare la programmazione del servizio di distribuzione del gas naturale nel territorio trentino su un orizzonte temporale di lungo periodo (50 anni).

Risulta ad oggi che 66 Comuni del territorio trentino (su un totale di 166) non sono serviti da un sistema a rete di distribuzione del gas naturale. Si tratta in particolar modo dell'area della Rendena e Giudicarie Esteriori e alta Val di Non e Val di Sole, nonché altri comuni sparsi nel territorio.

Tale scelta è effettuata, in primis, al fine di assicurare al territorio provinciale un sistema per l'approvvigionamento energetico a favore delle utenze finali sicuro e resiliente, ancorché di origine fossile.

In secundis, l'estensione prefigura la completa sostituzione delle attuali fonti, quali gasolio, GPL e BTZ, nonché impianti domestici tradizionali a biomassa legnosa, che risultano ancora impattanti, sotto il profilo delle emissioni climalteranti ed inquinanti.

Inoltre, la pianificazione dell'estensione della rete ha considerato eventuali soluzioni alternative all'uso del gas naturale negli usi finali, come il teleriscaldamento a biomassa legnosa e le pompe di calore. Di conseguenza, tenendo conto dei sistemi di teleriscaldamento presenti, nonché delle aree potenzialmente

interessate tali soluzioni alternative sono oggetto di analisi puntuali, a discapito o in relazione con le previsioni di estensione della rete del gas naturale. I risultati ottenuti sono la base per questo capitolo e per il capitolo 8 inerente la valorizzazione della biomassa legnosa trentina.

Non si sottovaluta il fatto che l'applicazione della tecnologia delle pompe di calore per altitudini superiori ai 1000 metri sul livello del mare risulta limitatamente appropriata. Inoltre, l'utilizzo delle pompe di calore risulta più efficace in edifici nuovi o che hanno subito interventi di ristrutturazione profonda, ivi incluso il sistema di distribuzione, come si evince chiaramente dal capitolo 4.

Oltre a quanto sopra esposto, l'estensione della rete di distribuzione del gas metano non può prescindere da un profuso e significativo impegno verso una profonda riduzione dei consumi energetici del settore civile ed industriale attraverso azioni incisive di efficientamento degli stessi, sia grazie ad interventi sull'involucro, sia grazie all'installazione di nuove tecnologie per la produzione locale di rinnovabili e loro uso in autoconsumo, anche temporalmente differito. Il Capitolo 2, in termini complessivi, il Capitolo 3, sul settore residenziale, ed il 5 sul settore industriale, chiaramente tracciano il necessario decremento di uso di energia per l'abitare ed il produrre.

Da ultimo, la posa di reti energetiche tecnologicamente evolute permetterà la miscelazione del gas metano con fluidi prodotti da fonti rinnovabili locali

come l'idrogeno verde, (affrontato in questo capitolo), ed il biometano, (trattato nel capitolo 9), supportando la decarbonizzazione verso una sempre più ampia platea di utenti finali.

Quindi, in termini complessivi di bilancio delle emissioni climalteranti sia nel medio periodo di Piano 2021-2030, sia nel lungo periodo al 2050, sull'intero territorio provinciale l'estensione del servizio di distribuzione del gas metano si configura come uno scenario perseguibile solo a patto di considerarlo congiuntamente alle altre linee strategiche, sopra citate, riduzione dei consumi energetici e aumento dell'energia prodotta da fonti rinnovabili.

Sui singoli territori, si evidenzia che lo scenario è orientato a proporre soluzioni "su misura" in relazione alla sostenibilità ambientale dei sistemi energetici, alla disponibilità della materia prima locale a filiera corta, alla sostenibilità tecnica e tecnologica degli impianti - sia individuali sia collettivi -, a quella economica, alle condizioni gestionali per gli operatori ma anche per i singoli utenti, alla sicurezza del servizio energetico offerto, nonché alla vocazione territoriale.

La distribuzione del gas naturale è l'attività che, attraverso un sistema integrato di infrastrutture o impianti a rete, assicura la consegna ai clienti finali del gas naturale prelevato, principalmente, dalla rete di trasporto. La titolarità all'esercizio delle funzioni amministrative inerenti il servizio di distribuzione del gas naturale è in capo ai Comuni. Nel passato in molti casi i Comuni trentini hanno affidato direttamente il servizio a gestori che in larga massima corrispondevano alle aziende municipalizzate appositamente costituite.

Con l'entrata in vigore del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 è stata avviata la liberalizzazione della filiera del gas naturale, ricomposta in un sistema a catena delle sue funzioni (lo stoccaggio, la rigasificazione, il trasporto, la distribuzione, la vendita), ciascuna delle quali svolta da soggetti diversi con autonomia e indipendenza di ruolo, tale da assicurare

in continuità la fornitura del gas all'utenza finale. Il sistema di fatto è regolato sotto il profilo tariffario e del servizio dall'Autorità di regolazione per l'energia, le reti e l'ambiente (ARERA). La legge ha quindi stabilito che la distribuzione di gas naturale sia un'attività di servizio pubblico che va affidata, esclusivamente in concessione, ad operatori qualificati scelti con gara per periodi non superiori a 12 anni. Ciò ha fatto sì che anche le aziende municipali si trasformassero in società di capitali maggiormente strutturate per erogare il servizio.

Nel 2011, con il decreto legislativo n. 93 del 2011, è stato introdotto l'obbligo di costituire ambiti territoriali minimi (ATEM) all'interno dei quali i singoli comuni provvedono all'affidamento delle concessioni comunali ad un unico operatore, scelto mediante un'unica gara (gara d'ambito), il quale è chiamato ad operare sull'intero territorio d'ambito. Per il Trentino, l'ambito territoriale coincide, ai sensi dell'art. 34 della L.P. n. 20/1212, con l'intero territorio provinciale a cui è stato aggregato anche il Comune di Bagolino (BS). L'indizione di un'unica gara per affidare il servizio per conto dei comuni dell'ambito spetta alla stazione appaltante d'ambito, ruolo svolto dall'Agenzia provinciale per le risorse idriche e l'energia della Provincia autonoma di Trento in forza dell'art. 34 della L.P. n. 20/2012 e della deliberazione n. 832 del 26 maggio 2014. Il D.M. 12 novembre 2011, n. 226 ha approvato il cosiddetto "Regolamento Criteri", che stabilisce i criteri con cui svolgere la gara per la selezione del soggetto a cui affidare il servizio per l'intero ambito. La stazione appaltante cura anche ogni rapporto con il gestore e svolge la funzione di controparte del contratto di servizio per delega dei Comuni concedenti; essa è coadiuvata, nella funzione di vigilanza e controllo, da un comitato di monitoraggio costituito dai rappresentanti dei Comuni concedenti appartenenti all'ambito, per un massimo di 15 membri.

2. Obiettivi specifici e assunzioni

Per quanto concerne la possibilità di estendere il servizio di distribuzione nei Comuni non metanizzati, è necessario verificare la disponibilità sia di estendere la capacità delle attuali reti di distribuzione sia, eventualmente, realizzare nuove reti di trasporto del gas naturale, ricercando - ove possibile - meccanismi di interconnessione con le attuali esistenti per creare un sistema sicuro ed efficiente posto a servizio dell'intero territorio provinciale.

Alla luce della predetta separazione funzionale della filiera del gas naturale, in termini di pianificazione, va svolta una funzione di raccordo tra le esigenze necessarie all'implementazione del servizio di distribuzione del gas naturale (che sarà messo in opera successivamente dal nuovo gestore d'ambito) e quelle del trasportatore del gas naturale. Ciò è già avvenuto mediante la presentazione, da parte della stazione appaltante, di osservazioni in sede di pub-

blica consultazione alle proposte dei piani di sviluppo decennali delle rete di trasporto del gas. Analoga attenzione va posta in termini di interlocuzione dalla stazione appaltante con i soggetti deputati a sviluppare in processi decisionali le estensioni del servizio di trasporto (ARERA e Ministero per lo sviluppo economico - MISE).

Nell'ottica di un coordinamento funzionale tra trasporto e distribuzione, l'obiettivo della Provincia Autonoma di Trento è quello di riuscire a sviluppare una struttura di reti del gas interconnessa al fine di assicurare un sistema sicuro e resiliente per l'approvvigionamento del gas naturale a favore delle utenze finali in tutto il territorio provinciale. Sotto il profilo tecnico sarebbe preferibile che questo sistema venisse retto da un sistema di tubazioni "feeder" in alta pressione possibilmente interconnesse tra loro, in grado di alimentare i singoli impianti della distribuzione, le cui reti sono posate negli abitati vallivi a servizio dell'utenza. Questa tipologia di interconnessione è preferibile che venga attuata dalla rete di trasporto del gas, specie nel territorio occidentale del Trentino, poiché appare essere quella più idonea ad assicurare un maggior beneficio sia all'interno del territorio provinciale che all'esterno, in ragione della valenza interregionale che assumerebbe una dorsale tra il territorio lombardo e quello delle valli trentine. Anche in ottica di scenari futuri di approvvigionamento energetico, in linea con le prescrizioni per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione europee, nazionali e provinciali (art. 23 della legge provinciale n. 19/2013), pare ragionevole che l'infrastruttura del trasporto di gas si possa estendere anche nelle aree attualmente non metanizzate, per permettere l'implementazione di punti di immissione in rete di altri gas, quali ad esempio il biometano (gas naturale sintetico) e l'idrogeno verde, considerati vettori di energia prodotta da fonti rinnovabili.

Conseguentemente, in via generale, la scelta di fondo che accompagna questo ciclo di pianificazione è quella di estendere il servizio nei Comuni che ne hanno dimostrato l'interesse, con riguardo sia a quelli completamente sprovvisti, sia a quelli dove il servizio è limitato ad una parte degli abitati. Ciò al fine di portare un beneficio all'utenza finale in ragione della possibilità di accedere a servizi di vendita più concorrenziali.

L'estensione sarà attuata dall'operatore, scelto con gara pubblica, al quale verrà affidato per 12 anni il servizio di distribuzione per l'intero ambito provinciale così come previsto dall'art. 39 della L.P. n. 20/2012; nell'ambito di tale servizio il gestore costruirà le nuove reti di distribuzione del gas, oltre a gestire quelle esistenti nei comuni metanizzati, impiegando capitali propri la cui remunerazione sarà assicurata dal sistema tariffario regolato da parte di ARERA, secondo principi di perequazione per macro ambiti sovraregionali. In questo modo verrà meno l'esigenza di attingere a risorse a carico dei bilanci pubblici da destinare all'estensione del servizio.

Questo documento è sviluppato seguendo le indicazioni emerse durante le riunioni del tavolo di lavoro tecnico creato ad hoc con il Consiglio delle Autonomie Locali, condividendo le strategie d'azione e l'organizzazione e raccolta dei dati presso gli enti locali, al fine di uniformare la preparazione dei documenti guida che ciascun Comune deve adottare per gli interventi di estensione, manutenzione e potenziamento da allegare al bando di gara.

Tali previsioni di interventi di estensione del servizio di distribuzione del gas nei comuni non metanizzati, da declinare nell'ambito delle previsioni della Gara per l'affidamento del servizio nell'ambito unico provinciale, saranno valutati all'interno di un'apposita Intesa tra PAT e Consiglio delle autonomie locali.

3. Caratteristiche attuale rete del gas naturale e analisi delle criticità

Come appare dalla figura 1, ad oggi, in Trentino sono 100 i comuni dotati del servizio pubblico di distribuzione del gas naturale tramite rete interconnessa al sistema nazionale di gasdotti. Altri 66 comuni sono sprovvisti del servizio: una parte importante di questa quota si trova nella parte occidentale del territorio provinciale. In molti casi questo è accaduto poiché non sono stati perseguiti i percorsi necessari per estendere le tubazioni del trasporto del gas naturale a

supporto di singoli nuovi impianti della distribuzione. Per quest'ultimi, infatti, non sono stati rilasciati appositi titoli concessori per l'affidamento del servizio a causa di una precedente mancata chiarezza normativa. In altri casi sono state operate scelte diverse per l'approvvigionamento energetico da parte di ciascun Comune, principalmente volte alla ricerca di soluzioni a biomassa legnosa per la fornitura di energia. Parimenti non va dimenticato l'effetto indotto dalla man-

cata disponibilità di risorse pubbliche per concorrere al finanziamento della costruzione delle reti gas.

Secondo quanto riportato nella documentazione ad oggi disponibile ai fini della gara d'ambito e riferita alla data del 31.12.2017, a rete di distribuzione del gas costruita nei comuni trentini già metanizzati consta di 2.665 km di rete, composti da tubazioni esercite in alta pressione a 12 bar (3^a specie), in media pressione (4^a, 5^a e 6^a specie) e in bassa pressione fino a 40 millibar (7^a specie). I punti di riconsegna (pdr), e quindi gli utenti finali, assommano a n. 188.843. Nel territorio interessato dal servizio, il valore mediano del rapporto tra abitanti e pdr è 2,78 mentre il valore mediano del rapporto tra famiglie e pdr è 1,19. Il valore mediano del rapporto tra numero di utenti (pdr) per ogni km di rete costruita è di 40,02 [pdr/km] mentre il valore mediano del rapporto tra lunghezza della rete esistente rispetto al numero di pdr è di 24,70 [m/pdr]. Il gas consumato dalle utenze finali servite dalla

rete di distribuzione è pari a 1'758 Smc/anno (anno 2017).

Il territorio trentino è interessato anche da 290 km di tubazioni (feeder) appartenenti alla rete di trasporto, delle quali 251 km di proprietà della Società nazionale metanodotti - SNAM s.p.a. (classificate nelle rete di trasporto nazionale e regionale, esercite con pressioni in 1^a e 2^a specie) e 39 km di proprietà di Retragas s.r.l. (classificate nelle rete regionale ed esercite in 3^a specie) che alimentano, mediante punti di consegna organizzati in cabine REMI, singoli impianti della distribuzione del gas. In questo modo il gas naturale è completamente importato tramite le reti di trasporto che si sviluppano dai territori di pianura. Solo nel **2021** è stato messo in esercizio un punto di immisione nella rete di SNAM di biometano prodotto dalla digestione anaerobica dell'impianto di Cadino che tratta la frazione organica dei rifiuti solidi.

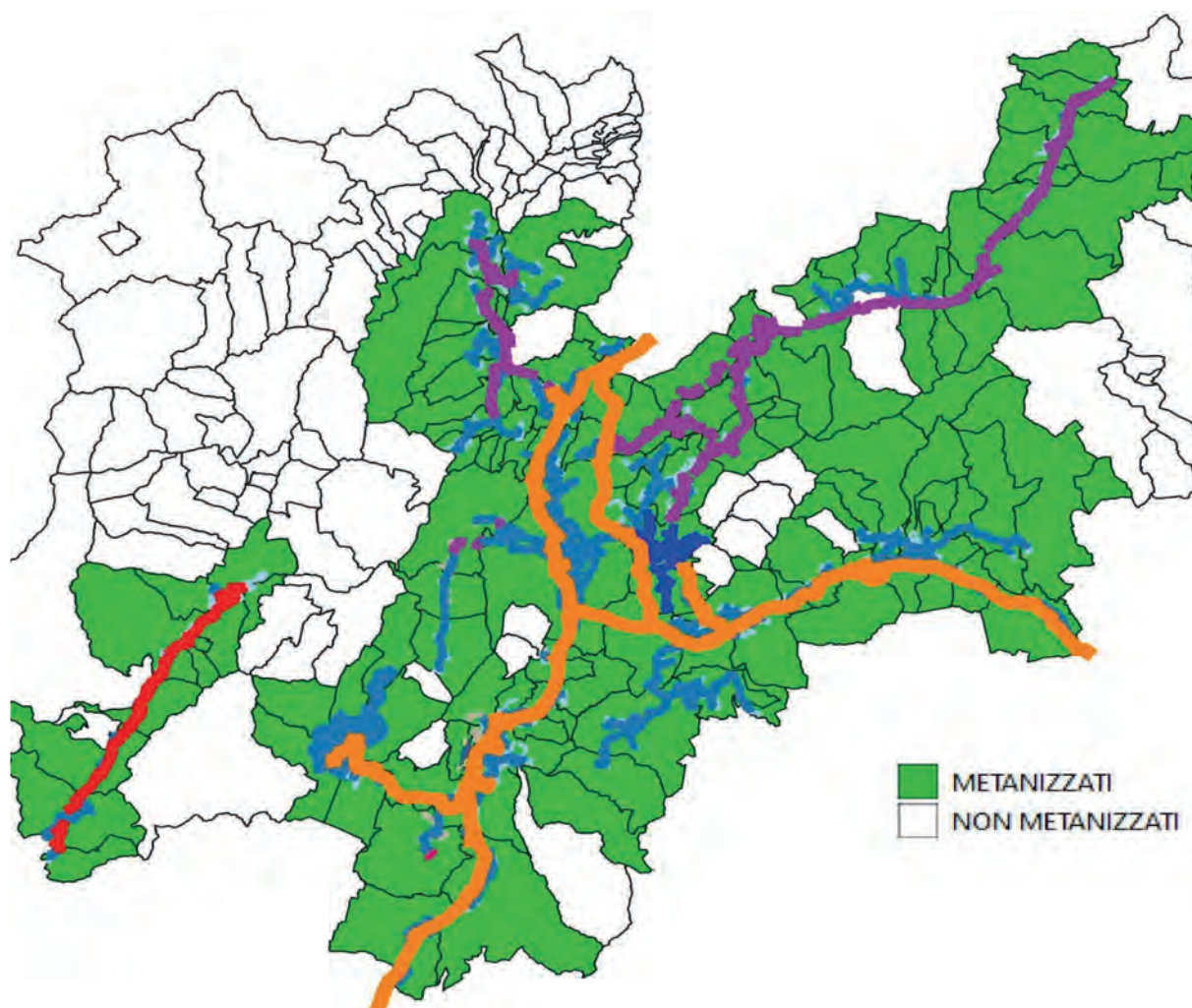


Figura 1

Comuni dotati di servizio pubblico di distribuzione del gas naturale con riferimento all'anno 2020. (In rosso/arancione è segnata la rete di trasporto, in magenta la rete della distribuzione esercita in 3^aspecie)

Con riferimento alla rete esistente sul territorio provinciale, va segnalato quanto segue.

In linea generale questi ultimi impianti sono di recente realizzazione, presentando una vita media stimata in 35 anni, rispetto ad una vita tecnica di 60 anni. La rete in alta e media pressione risulta costruita in acciaio, dotata di protezione catodica, mentre la rete in bassa pressione è in acciaio e solo in minima parte, in materiale plastico. In via generale, ciò evidenzia come la rete non abbia necessità di interventi sostitutivi nel corso del periodo di validità della prossima concessione d'ambito.

Si presentano elementi di inadeguatezza relativamente all'impianto di distribuzione a cui sono sottesi i Comuni della Val di Cembra, Val di Fiemme e Fassa, alimentato ad oggi con una sola cabina REMI sulla rete SNAM presso Civezzano, dove si evidenzia un'insufficiente disponibilità della portata erogata dalla cabina. Si rileva, altresì, che tale condizione limitativa sta per esser superata, poiché l'impianto verrà strutturato nel corso del 2021 con un secondo punto di consegna sulla rete di trasporto di SNAM in Comune di Giovo. L'intervento consentirà la diminuzione del grado di labilità dell'attuale schema ad antenna, migliorando, in termini di sicurezza, affidabilità e resilienza, l'erogazione del servizio alle utenze finali; ciò permetterà, in particolare, di estendere agevolmente il servizio anche nei comuni di Cavalese (frazione di Masi) e Canazei, ad oggi privi del servizio, ed a servire alcune utenze produttive energivore.

Va segnalato, inoltre, che gli impianti di distribuzione del gas nella zona dell'Alto Garda (nei comuni di Arco, Riva del Garda, Tenno, Dro e Torbole), territorio molto urbanizzato e a vocazione turistica e produttiva, presentano un limite alla loro espansione in ragione dell'attuale limite alla capacità di prelievo di gas dalle cabine REMI site nei comuni di Riva e Arco (13'000 Smc/h complessivi). La rete di distribuzione del gas presente in tali territori è retta di fatto solamente da una tubazione regionale del trasporto SNAM, sviluppata ad antenna con stacco dalla tubazione di trasporto nazionale SNAM, presso l'abitato di Mori.

Si rileva invece come, nel territorio delle Giudicarie, siano stati superati i limiti legati alla capacità di trasporto del feeder di Retragas, poiché, grazie alla realizzazione nel 2019 del bypass dell'abitato di Pieve di Bono, la pressione di esercizio è stata elevata a 12 bar. Ciò consente di poter estendere nel territorio giudicariense la rete di trasporto, grazie alla quale sarà possibile alimentare nuovi impianti di distribuzione da realizzare nel territorio della Val Rendena e in quello delle Giudicarie Esteriori. In questo modo, la rete di trasporto che sale dal territorio bresciano potrebbe essere estesa fino alla Val di Sole, per poi interconnettersi con le tubazioni esistenti a Cles, le quali sono alimentate dalla rete SNAM a Mezzolombardo, chiudendo così un primo anello di interconnessione; inoltre la stessa rete di trasporto potrebbe essere estesa fino alla zona dell'Alto Garda e/o verso Trento, attraverso il territorio delle giudicarie esteriori, in un ulteriore anello di interconnessione.

4. Identificazione della potenziale estensione rete distribuzione del gas naturale

Secondo il percorso condiviso per addivenire all'intesa con il Consiglio delle autonomie locali, già prevista nel Piano energetico 2013-2020, in ordine all'estensione della distribuzione del gas naturale, lo sviluppo della pianificazione di tale servizio è stata rivolta ai territori i cui Comuni hanno espresso un fattivo interesse nell'estensione del servizio.

Con riferimento ai Comuni privi del servizio, le aree del Trentino occidentale che hanno espresso il predetto interesse sono:

- la Val Rendena (Porte Rendena, Pelugo, Spiazzo, Bocenago, Caderzone Terme, Carisolo, Giustino, Massimeno, Strembo, Pinzolo), dove sono ubicati 16'090 abitazioni e 4'827 edifici e risiedono circa 4'500 nuclei familiari - 3'800 pdr;

- le Giudicarie Esteriori (Bleggio Superiore, Comano Terme, San Lorenzo Dorsino, Stenico, Fiavé), dove sono ubicati 6880 abitazioni e 3434 edifici e risiedono circa 3'470 nuclei familiari - 2'700 pdr;
- la Val di Sole (Caldes, Cavizzana, Commezzadura, Croviana, Dimaro Folgarida, Malé, Mezzana, Ossana, Peio, Pellizzano, Rabbi, Terzolas, Vermiglio), dove sono ubicati 17607 abitazioni, 6028 edifici e risiedono circa 6'560 nuclei familiari - 4'800 pdr;
- la terza sponda della Val di Non (Cis, Livo, Bressimo, Novella), dove sono ubicati 3064 abitazioni e 1919 edifici e risiedono circa 2'000 nuclei familiari - 1'500 pdr.

Il medesimo interesse è stato espresso dai Comuni di Cimone e Garniga nel territorio della Valle dell'Adige (circa 490 nuclei familiari - 410 pdr), dai Comuni

di Canazei e Cavalese (per la frazione di Masi) nei territori di Fiemme e Fassa per circa 1'100 nuclei familiari - 850 pdr, dai Comuni di Ronchi Valsugana e S. Orsola Terme in Valsugana per circa 660 nuclei familiari - 550 pdr, nonché dai Comuni di Molveno (circa 520 nuclei familiari - 440 pdr), Castel Condino (circa 120 nuclei famigliari - 100 pdr), Drena (circa 260 nuclei familiari - 220 pdr), Sfruz (circa 160 nuclei familiari - 130 pdr).

Inoltre alcuni Comuni, per i quali è in atto un servizio per la distribuzione e la vendita di gas diversi mediante reti in isola alimentate a GPL, hanno espresso l'esigenza di interconnessione al sistema delle reti del gas naturale per accedere ai servizi di vendita: è il caso dei Comuni di Ronzo Chienis (400 utenti GPL esistenti) e Ton (previsione di 450 pdr rispetto agli attuali 330 utenti GPL esistenti) dove le vigenti concessioni sono di prossima scadenza, rispettivamente al termine dell'anno 2021 e dell'anno 2027. Il Comune di Molveno ha chiesto di valutare l'opportunità che il

servizio di distribuzione, sviluppato oggi in forma di somministrazione privata di gas naturale rigassificato in loco e distribuito mediante rete privata, possa essere riqualificato in un servizio pubblico di distribuzione del gas, anche tramite interconnessione al sistema di reti gas. Analoga valutazione tecnica va fatta per il Comune di Comano Terme dove tuttavia è in essere una concessione di fornitura del gas naturale rigassificato in loco negli abitati di Ponte Arche e Cares.

Il numero di pdr potenziali sopra indicato è stato stimato, territorio per territorio, sulla base di una densità di allacciamento di utenza, declinata rispetto al numero di famiglie residenti, ritenuta verosimile a quella attualmente presente in analoghi territori già dotati del servizio. La stima tiene conto dell'analogia di caratteristiche sociali, economiche e orografiche dei territori vallivi. In tal senso, i valori parametrici dei PDR potenziali impiegati nell'analisi sui territori aggregati per vallata sono rappresentati in Tabella 1.

Zona NON metanizzata interessata	Area già metanizzata di confronto	Abitanti residenti/pdr	Famiglie residenti/pdr	pdr/abitazione	pdr/edifici tot
Val di Sole	Val Fiemme-Fassa	3.26	1.37	0.37	1.11
Val di Non (3^a sponda)	Val di Non	3.07	1.29	0.65	0.98
Val Rendena	Atem Trento	2.78	1.19	0.65	1.12
Giudicarie Est.	Val di Non	3.07	1.29	0.65	0.98

Tabella 1

Indici

La scelta di esplicitare i pdr in termini di utenza residenziale sembra essere quella maggiormente realistica nel caso di servizio di distribuzione del gas, in quanto la propensione principale ad accedere al servizio è rappresentata dalla popolazione ivi residente. Tuttavia non va dimenticata l'appetibilità del servizio ai numerosi proprietari delle seconde case in territori a forte vocazione turistica, dove è consistente la presenza di abitazioni (prime e seconde case). Qualora si volesse considerare l'incidenza delle seconde case è possibile stimare un numero di pdr potenziali maggiore nei vari territori. La tabella sopra indicata riporta pertanto sia il rapporto tra pdr attivi ed edifici com-

plessivi (sia residenziali che non) che quello tra il numero di pdr attivi e numero di abitazioni (sia residenti che non) sulla base di censimenti 2011 (dato ISPAT); la rappresentatività dell'indice riferito ad edifici e abitazioni è stata considerata mediante il percentile al 60%.

Con riferimento ai Comuni in cui già vige il servizio pubblico di distribuzione (i cosiddetti comuni metanizzati), la possibilità di estendere la rete gas a servizio di nuove utenze è rivolta principalmente a centri abitati secondari rispetto all'abitato principale del Comune. In tali Comuni si rileva come vi sia la possibilità di realizzare estensioni prima della gara d'ambito,

come lavori in corso (LIC) da parte dei gestori in essere. Ampliamenti della rete che non saranno soddisfatti dagli attuali gestori potranno essere valutati in sede di gara d'ambito.

Nel corso delle valutazioni programmatiche, analogo ragionamento viene fatto per l'abitato di Bagolino (799 pdr), nell'omonimo Comune in provincia di Brescia, che si è dichiarato interessato all'approvvigionamento di gas naturale mediante conversione dell'attuale impianto di distribuzione alimentato ad aria propanata.

In termini di pianificazione è verosimile stimare che la

possibilità di estendere la rete gas per il servizio di nuove utenze finali, sia nei Comuni non metanizzati che in quelli metanizzati del Trentino, interessi un fabbisogno di calore complessivo pari a 233 GWh, di cui 175 GWh in sostituzione di gasolio e 58 GWh in sostituzione di GPL. I potenziali nuovi consumi e i nuovi utenti, suddivisi in ciascuna categoria di Comuni che hanno espresso un interesse nell'estensione del servizio, sono riportati nella tabella 2^a che riporta le caratteristiche degli scenari di estensione della rete gas, secondo indicazioni stimate preliminarmente da APRIE in ragione delle richieste pervenute dai Comuni.

	PDR		Fabbisogno di Calore (TWh)			Ipotesi nuova rete (km)
	Potenziali	Attesi	Gasolio	GPL	TOT	
comuni metanizzati	5'927	3'220	0,036	0,025	0,061	213
comuni non metanizzati	16'698	8'107	0,140	0,032	0,172	459
TOT	22'625	11'327	0,175	0,058	0,233	672

. '= separatore migliaia

Tabella 2

Scenari estensione rete gas

Le risultanti delle previsioni circa la possibilità di realizzare nuove reti di distribuzione del gas nei Comuni non metanizzati, da declinare nell'ambito delle previsioni della Gara per l'assegnazione del servizio

nell'ambito unico provinciale, saranno definite in una specifica intesa tra la Provincia, in qualità di Stazione Appaltante, e il Consiglio delle autonomie locali.

5. Metodo e analisi svolte ai fini pianificatori del servizio di distribuzione

Ai fini dell'analisi dei potenziali di pianificazione dell'ampliamento rete distribuzione gas naturale, per valutare la fattibilità di estendere il servizio di distribuzione del gas naturale nei predetti territori si è operato valutando tre pilastri di riferimento:

1. l'analisi di compatibilità del potenziale consumo di gas naturale e numero di utenti potenzialmente interessati dal servizio, con gli obiettivi di decarbonizzazione, al 2030 e al 2050, in base alla vigente legge provinciale n. 17/2013;
2. l'analisi dei potenziali utenti finali servibili con il potenziamento delle esistenti reti di teleriscaldamento a biomassa prefiggendosi l'obiettivo di privilegiare il servizio dispensato da tali reti rispetto ad implementare soluzioni che prevedono la costruzione di nuove reti per la fornitura di gas naturale, questo anche ai fini di rispettare le indicazioni di cui all'art. 9, comma 3 del D.M. n. 226/2011;
3. l'analisi delle condizioni di fattibilità tecnico-economica per l'estensione del servizio di distribuzione,

tenuto conto delle regole dettate dall'ARERA per l'ammissibilità degli investimenti per la costruzione e la gestione delle nuove reti sia di distribuzione che di trasporto del gas. L'analisi tiene conto della proposta di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale nel territorio occidentale del Trentino, indicata nei Piani di sviluppo decennali della rete di trasporto, benché la loro approvazione non sia ancora avvenuta.

5.1 / Il primo pilastro: gli scenari di compatibilità tra potenziale ampliamento della rete di distribuzione del gas naturale e obiettivi provinciali di decarbonizzazione

In questo capitolo, il primo pilastro è quello più estensivamente trattato. Viene presentato quanto è stato analizzato da FBK in termini di aspettativa della modifica del mix di approvvigionamento energetico del Trentino verso la fine del decennio di competenza 2021-2030, anche in maniera sostanziale, con l'ampliamento del servizio del gas metano, compatibilmente con gli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti al 2030 ed al 2050. Questa analisi rappresenta quindi la base conoscitiva necessaria per definire i termini pianificatori e di mitigazione delle emissioni climalteranti dell'estensione della rete del gas naturale, con il potenziale ampliamento del consumo e del numero di utenti. Essa, di fatto, ha considerato, sebbene con tempistiche differenti, l'ipotesi prevalente di penetrazione del gas naturale all'interno del territorio trentino nelle zone attualmente non metanizzate; questa scelta ha alla base una stretta integrazione con l'attuale utilizzo e ulteriore valorizzazione della biomassa legnosa trentina (al Capitolo 8) negli impianti di teleriscaldamento (TLR) in luogo di nuove reti di distribuzione del gas. Sono state considerate nel novero delle possibili nuove utenze da allacciare alla nuova rete di distribuzione del gas. Inoltre, il potenziale di produzione di biogas e raffinazione in CH₄ (al Capitolo 9) è considerato, oltre a verifiche di potenziale sfruttamento dell'idrogeno in miscelazione al gas metano, al fine di decarbonizzare lo stesso carburante.

Questi scenari sono stati sviluppati mediante l'analisi modellistica con lo strumento EnergyPLAN, in similitudine a quanto applicato nel Capitolo 2 "Lo scenario complessivo di ottimizzazione dinamica", Sezione 2 della Parte 2.

Ai fini della valutazione della compatibilità tra potenziale ampliamento della rete di distribuzione del gas naturale e gli obiettivi di decarbonizzazione, si considerano scenari aventi le seguenti ipotesi di base:

- gli scenari dinamici-integrati-ottimizzati e gli obiet-

tivi generali di decarbonizzazione presentati al Capitolo 2, Sezione 2, Parte 2. Nello specifico si considera lo scenario cosiddetto LC+, cioè corrispondente agli obiettivi ad oggi presenti nella legge provinciale n.19/2013;

- valorizzazione energetica della biomassa legnosa in quelle aree dove sono già presenti centrali di teleriscaldamento, saturando la capacità produttiva delle centrali e completando l'estensione delle reti di teleriscaldamento;
- eliminazione, ove sarà disponibile il gas naturale, dei prodotti petroliferi per riscaldamento come gasolio e GPL;
- congruo utilizzo di tecnologie di condizionamento invernale ed estivo, come le pompe di calore;
- la possibilità di estendere la rete del gas naturale della Baseline 2016 con potenziali nuove utenze e nuovi potenziali consumi sia in aree già metanizzate sia in aree non metanizzate;
- la possibilità di produrre idrogeno da elettrolisi nel territorio trentino, integrarlo nella rete gas e soddisfare parte del fabbisogno di calore provinciale, come modalità alternativa alle pompe di calore, grazie alla diretta decarbonizzazione del metano.

Gli scenari di integrazione dell'idrogeno nella rete gas sono stati valutati secondo due traiettorie:

- a) traiettoria H₂:
 - i) estensione della rete gas con nuove utenze metanizzate in sostituzione delle pompe di calore,
 - ii) ruolo dell'idrogeno per mantenere gli obiettivi di decarbonizzazione.
- b) traiettoria H₂+:
 - i) estensione della rete gas con nuove utenze metanizzate in sostituzione delle pompe di calore,
 - ii) ulteriore metanizzazione del 8-15% del fabbisogno di calore provinciale coperto da pompe di calore,
 - iii) ruolo dell'idrogeno per mantenere gli obiettivi di decarbonizzazione.

La Tabella 3 ripercorre i passaggi metodologici ed i risultati ottenuti, che sono sommariamente i seguenti.

Innanzitutto si è valutata una riduzione del fabbisogno termico coperto dalle pompe di calore, nella traiettoria H₂ a fronte dell'estensione della rete gas, nella traiettoria H₂+ aggiungendo un'ulteriore riduzione con una percentuale compresa tra il -8 e il -15% [1].

Il fabbisogno termico "sottratto" alle pompe di calore è stato assegnato quindi alle caldaie a gas. Questo, come diretto effetto, determina in EnergyPLAN un aumento delle emissioni di CO₂ ed un mancato rispetto degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 ed al 2050.

In considerazione di quanto sopra, si è quindi dovuta rivedere la composizione del fabbisogno termico coperto da caldaie a gas, come mix tra fabbisogno termico coperto da gas naturale [2] e da idrogeno in miscelazione [3]. Mediante il modello EnergyPLAN è stato valutato l'esatto mix, con il necessario quantitativo minimo di fabbisogno termico coperto da idrogeno.

Nel successivo passaggio metodologico [4] è stato verificato il rispetto del fabbisogno termico coperto dalle tre tecnologie in esame - pompe di calore [1], caldaie a gas contributo gas naturale [2] e caldaie a gas contributo idrogeno [3] - che deve rimanere invariato anche a valle di passaggi da una tecnologia all'altra.

Per la produzione dell'idrogeno necessario alla miscelazione in rete gas è stata, innanzitutto, calcolata la

dimensione dello storage giornaliero [5], dividendo il fabbisogno termico coperto da idrogeno [3] per 366. Tra gli output dell'analisi EnergyPLAN è stata calcolata la potenza necessaria agli elettrolizzatori [6], secondo l'ipotesi di produzione interamente nel territorio trentino, il fabbisogno di gas naturale [7] ed il fabbisogno di idrogeno [8].

Calcolando il fabbisogno complessivo di gas [9] come somma di gas naturale [7] e idrogeno [8] e dividendolo per il fabbisogno unitario medio di un punto di riconsegna (PDR) è stato calcolato il numero di PDR assoggettabili alla rete gas [10].

Allo stesso tempo, calcolando il rapporto tra fabbisogno di idrogeno [8] e fabbisogno complessivo gas [9] è stata calcolata la % in volume di idrogeno da miscelare nella rete gas [11].

	Metodologia	Parametri	2016	2030				2050			
			BASE	REF	LC+	LC+_H2	LC+_H2+	REF	LC+	LC+_H2	LC+_H2+
[1]	riduzione PdC per est. rete gas (e per -8/-15% PdC)	PdC Heat (TWh)	0.283	0.282	1.862	1.638	1.474	0.269	3.997	3.797	3.493
[2]	aumento gas e parziale sost. con H2 (EnergyPLAN)	Boil Gas Heat (TWh)	3.434	3.427	2.181	2.173	2.063	3.269	0.147	0.138	0.104
[3]	aumento gas e parziale sost. con H2 (EnergyPLAN)	Boil H2 Heat (TWh)	0.000	0.000	0.000	0.241	0.516	0.000	0.000	0.207	0.545
[4]	verifica totale PdC+B_Gas+B_H2 Heat	PdC+B_Gas+B_H2 Heat (TWh)	3.717	3.709	4.043	4.052	4.052	3.538	4.144	4.143	4.143
[5]	calcolo storage H2 giornaliero	H2 storage (H2) (GWh)	0.000	0.000	0.000	0.660	1.409	0.000	0.000	0.566	1.490
[6]	potenza necessaria elettrolizzatori (EnergyPLAN)	H2 electrolyser (MW)	0	0	0	142	303	0	0	115	303
[7]	fabbisogno gas (EnergyPLAN)	TOT Gas (TWh)	6.66	6.30	5.17	5.15	5.01	5.84	1.36	1.35	1.32
[8]	fabbisogno H2 (EnergyPLAN)	TOT H2 (TWh)	0.00	0.00	0.00	0.25	0.53	0.00	0.00	0.21	0.56
[9]	fabbisogno gas+H2	TOT Gas+H2 (TWh)	6.66	6.30	5.17	5.40	5.54	5.84	1.36	1.56	1.88
[10]	calcolo PDR (consid. valore medio unitario)	PDR (x 1000)	395	374	318	332	341	363	93	107	129
[11]	calcolo % in volume di H2	% H2	0.00	0.00	0.00	4.63	9.57	0.00	0.00	13.46	29.79

Tabella 3

Scenari integrazione idrogeno nella rete gas: metodologia e risultati.

In base alle conoscenze odierne, riferendosi all'intera catena dell'infrastruttura energetica, dal trasporto agli utilizzi finali, i limiti ammissibili del quantitativo di idrogeno in miscela al gas naturale, fino ad arrivare ad idrogeno puro, differiscono tra loro a seconda del componente dell'infrastruttura considerato, così come le tecnologie e le norme. Sulla base di un'estesa disamina della letteratura, a cui si rimanda

per approfondimenti, di cui qui si cita MARCOGAZ (2018), Figura 2, si considera come basso blending una percentuale $\leq 10\%$ in volume, dove non sono attese modifiche infrastrutturali rilevanti, e come alto blending una percentuale compresa tra il 10 e il 30% in volume, dove sono attese modifiche infrastrutturali rilevanti, come da letteratura.

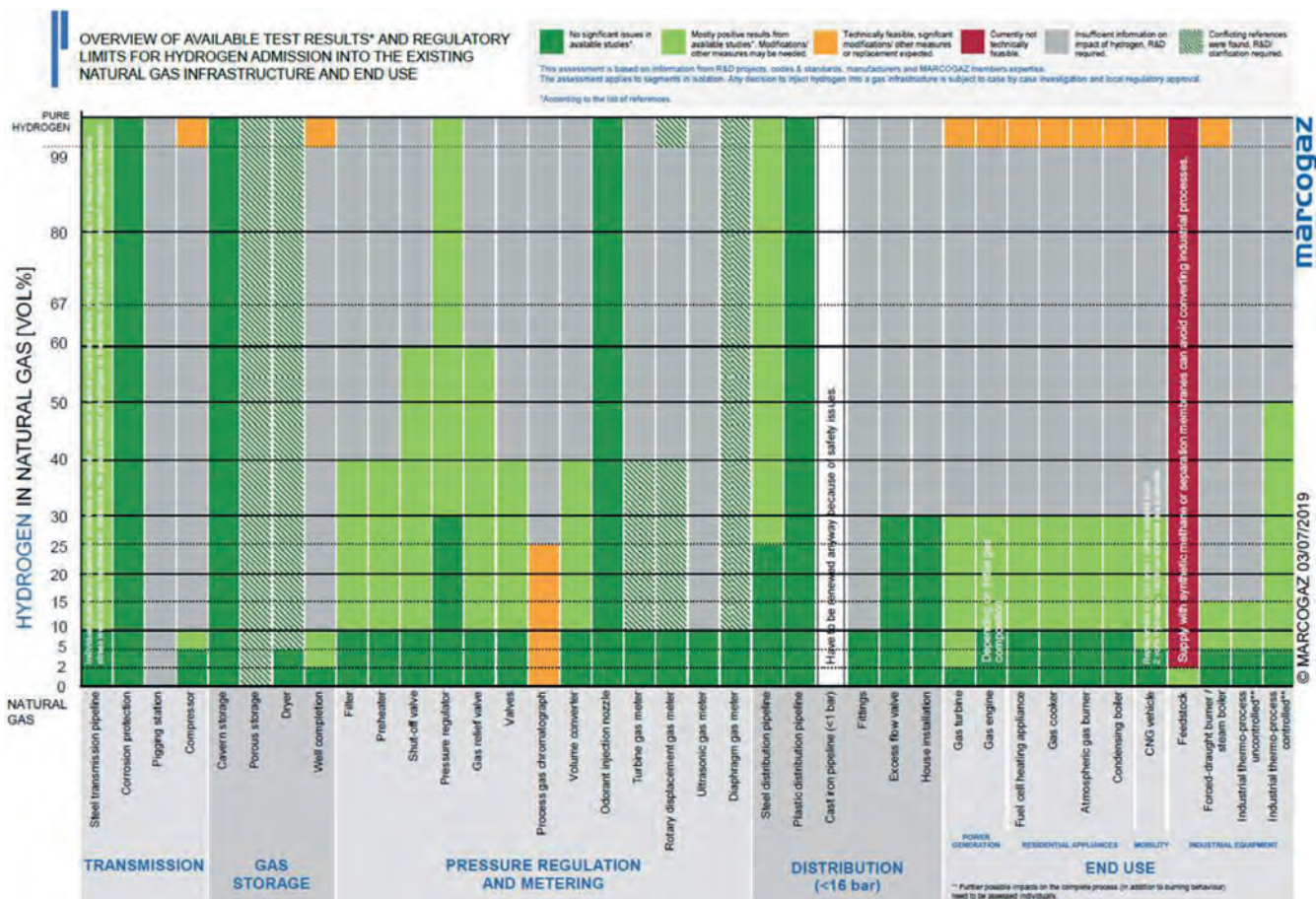


Figura 2

Panoramica di compatibilità all'iniezione di idrogeno delle varie componenti della filiera del gas naturale, dal trasporto e distribuzione all'utilizzo finale.

In termini complessivi si può affermare che, in entrambe le traiettorie modellizzate al 2030, si riscontra una bassa percentuale di idrogeno per miscelazione, mentre al 2050 si riscontra una media percentuale. Nel processo di decarbonizzazione (al 2030 e al 2050), le traiettorie H2 e H2+, mediante blending di idrogeno, permettono quindi di mantenere un numero maggiore di utenze (pdr) collegate alla rete gas rispetto al solo gas naturale.

5.1.1 Fabbisogno di calore

In Tabella 4 viene illustrato il fabbisogno termico delle traiettorie H2 e H2+, caratterizzato dall'introduzione dell'idrogeno presente in forma di blending nella rete gas. Emergono le seguenti osservazioni: Nella traiettoria H2, al 2030 e al 2050 l'idrogeno copre il 3% del fabbisogno di calore in LC+. Nella traiettoria H2+, al 2030 l'idrogeno copre il 7% in LC+. Al 2050 l'idrogeno copre il 9% in LC+.

TWh/anno	2016	2030				2050			
	BASELINE	REF	LC+	LC+_H2	LC+_H2+	REF	LC+	LC+_H2	LC+_H2+
EFF. ENERG. INVOLUCRO ED.	0,94	1,04	1,31	1,31	1,31	1,14	1,70	1,70	1,70
FABBISOGNO DI CALORIE	7,24	7,22	6,97	6,98	6,89	6,22	6,22	6,22	6,22
Solare termico	0,15	0,15	0,24	0,24	0,24	0,14	0,36	0,36	0,36
Pompa di calore	0,28	0,28	1,86	1,64	1,47	0,27	4,00	3,80	3,49
Biogas th	0,02	0,02	0,04	0,04	0,04	0,02	0,04	0,04	0,04
CHP/Indiv gas th	1,09	1,09	1,25	1,25	1,25	1,04	0,47	0,47	0,47
Boiler/Indiv gasolio	0,68	0,68	0,03	0,03	0,03	0,65	0,00	0,00	0,00
Boiler/Indiv GPL	0,18	0,17	0,01	0,01	0,01	0,17	0,00	0,00	0,00
Boiler/Indiv gas	3,43	3,43	2,18	2,17	2,06	3,27	0,15	0,14	0,10
Boiler/Indiv H2	0,00	0,00	0,00	0,24	0,52	0,00	0,00	0,21	0,55
Boiler/Indiv biomassa	1,17	1,17	1,13	1,13	1,13	1,12	1,01	1,01	1,01
CHP/DH biomassa th	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06
CHP/DH gas th	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09
Boiler/DH biomassa	0,02	0,02	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	0,03	0,03
Boiler/DH gasolio	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003	0,003

Tabella 4

Scenari integrazione idrogeno nella rete gas PAT: fabbisogno di calore

5.1.2 Fabbisogno di idrogeno

In Tabella 5 viene illustrato il fabbisogno complessivo di idrogeno per il settore termico e per il settore dei trasporti delle traiettorie H2 e H2+. La mobilità a idrogeno, assente nella Baseline 2016, è prevista su base sperimentale al 2030, in piccole “captive fleets”, allo 0.6% in LC+ del fabbisogno energetico per i trasporti, per poi trovare un ampio mercato al 2050 e raggiungere una quota importante al 27% in LC+ del fabbisogno energetico per i trasporti. Al 2030, nelle

traiettorie H2 e H2+, è quindi prevalente il fabbisogno di idrogeno per il settore termico, con un massimo di 0.52 TWh/anno in LC+_H2+ (nello stesso scenario il fabbisogno di idrogeno per il settore trasporti è pari a 0.02 TWh/anno). Al 2050, nelle traiettorie H2 e H2+, i fabbisogni di idrogeno per termico e trasporti sono entrambi significativi, in H2 prevale il fabbisogno per trasporti mentre in H2+ prevale il fabbisogno per termico.

TWh/anno	2016	2030				2050			
	BASELINE	REF	LC+	LC+_H2	LC+_H2+	REF	LC+	LC+_H2	LC+_H2+
Boiler/Indiv H2	0.00	0.00	0.00	0.24	0.52	0.00	0.00	0.21	0.55
Trasporti H2	0.00	0.00	0.02	0.02	0.02	0.00	0.45	0.45	0.45
TOTALE H2	0.00	0.00	0.02	0.26	0.54	0.00	0.45	0.66	1.00

Tabella 5

Fabbisogno complessivo di idrogeno per settore termico e per settore trasporti.

5.1.3 Settore elettrico

In Tabella 6 vengono illustrate le caratteristiche del settore elettrico delle traiettorie H2 e H2+, caratterizzato dall'impatto della ipotizzata produzione in Trentino di idrogeno mediante elettrolisi. Emergono le seguenti osservazioni:

Per quanto riguarda i consumi elettrici, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un incremento rispetto a LC+ al 2030 e al 2050. Questo incremento è concentrato nei consumi elettrici per termico dove da un lato diminuisce il consumo elettrico per pompe di

calore, ma dall'altro aumenta in maniera maggiore il consumo elettrico per gli elettrolizzatori destinati alla produzione di idrogeno per blending in rete gas.

Per quanto riguarda l'import e l'export elettrico, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un incremento import e un decremento export rispetto a LC+ al 2030 e al 2050. Mentre al 2030 il bilancio annuo vede un netto predominare dell'export sull'import, al 2050 il gap tra le due componenti si riduce, raggiungendo in LC+_H2+ una pressoché perfetta parità.

TWh/anno	2016	2030				2050			
	BASELINE	REF	LC+	LC+_H2	LC+_H2+	REF	LC+	LC+_H2	LC+_H2+
CONSUMI ELETTRICI LORDI	3.46	3.46	4.20	4.48	4.83	3.36	5.66	5.88	6.26
Consumi elettrici "puri"	3.25	3.28	3.28	3.28	3.28	3.2	3.2	3.2	3.2
Consumi elettrici "termico"	0.09	0.08	0.54	0.82	1.17	0.07	1.07	1.29	1.67
Consumi elettrici "trasporti"	0.12	0.1	0.38	0.38	0.38	0.09	1.39	1.39	1.39
PRODUZIONE ELETTRICA	5.46	5.48	5.96	5.96	5.96	5.45	6.19	6.19	6.19
Idroelettrico	4.32	4.32	4.45	4.45	4.45	4.32	4.76	4.76	4.76
Fotovoltaico	0.18	0.18	0.40	0.40	0.40	0.19	0.93	0.93	0.93
Biogas el	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.02	0.03	0.03	0.03
CHP/Indiv gas el	0.85	0.86	0.99	0.99	0.99	0.83	0.37	0.37	0.37
CHP/DH biomassa el	0.02	0.02	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	0.07	0.07
OPERATIVITA' STORAGE	0.00	0.00	0.01	0.02	0.02	0.00	0.08	0.08	0.07
IMPORT/EXPORT ELETTRICO	2.04	2.05	1.79	1.51	1.16	2.11	0.54	0.31	-0.07
Export el	2.06	2.07	1.82	1.59	1.37	2.13	1.19	1.12	1.02
Import el	0.02	0.02	0.03	0.08	0.21	0.02	0.65	0.81	1.09

Tabella 6

Scenari integrazione idrogeno nella rete gas: settore elettrico

Data l'importanza del settore elettrico, è stata eseguita un'analisi in potenza (Tabella 7). 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 così possibile valutare l'impatto della produzione di idrogeno mediante elettrolisi. Emergono le seguenti osservazioni:

Per quanto riguarda i consumi elettrici lordi, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un decremento della potenza richiesta dalle pompe di calore e un incremento della potenza richiesta da elettrolisi rispetto a LC+ al 2030 e al 2050, fino a 375 MW. Il decremento in potenza delle pompe di calore è molto minore rispetto all'incremento in potenza dell'elettrolisi, ciò è legato alla diversa efficienza elettrica delle due tecnologie nel generare calore (la prima da abbinare al calore ambiente, la seconda da abbinare ad una caldaia).

Per quanto riguarda l'import e l'export elettrico, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un decremento della potenza richiesta per export e un incremento della potenza richiesta per import rispetto a LC+ al 2030 e al 2050. Mentre al 2030 si nota un netto predominio della potenza di export sulla potenza di import, al 2050 il gap tra le due componenti si riduce, ma comunque in tutti gli scenari il valore di export rimane superiore al valore di import. Si può inoltre osservare come la potenza di scambio con la rete nazionale dovrà aumentare meno in H2 e H2+ rispetto a LC+ al 2030 e al 2050. Ciò rappresenta un aspetto positivo, suggerendo un basso impatto per queste due traiettorie sulla capacità di scambio elettrico con la rete nazionale.

MW MAX	2016	2030				2050			
	BASELINE	REF	LC+	LC+_H2	LC+_H2+	REF	LC+	LC+_H2	LC+_H2+
CONSUMI ELETTRICI LORDI									
Consumi elettrici "puri"	740	746	746	746	746	728	728	728	728
Ricarica veicoli elettrici	25	21	110	110	110	18	271	271	271
Pompa di calore	35	34	222	195	176	29	437	415	382
Elettrolisi	0	0	6	144	305	0	126	183	371
PRODUZIONE ELETTRICA									
Fotovoltaico	102	106	232	232	232	109	540	540	540
Idroelettrico	1122	1122	1155	1155	1155	1122	1237	1237	1237
CHP	417	421	475	475	475	400	215	215	215
OPERATIVITA' STORAGE									
Batterie	0	0	40	40	40	0	242	242	242
IMPORT/EXPORT ELETTRICO									
Export el	860	863	884	853	835	868	995	985	969
Import el	179	179	211	248	291	167	506	593	739

Tabella 7

Scenari integrazione idrogeno nella rete gas PAT: focus potenza oraria massima su rete elettrica

5.1.4 Consumo di energia primaria, FER ed emissioni CO₂

Passando all'analisi dei consumi energetici, FER ed emissioni di CO₂ (Tabella 8), emergono le seguenti osservazioni:

- a) Per quanto riguarda il consumo di energia primaria: nella traiettoria H2 si osserva al 2030 e al 2050 un aumento <1% rispetto a LC+ nella variazione con la Baseline 2016, mentre nella traiettoria H2+

si osserva al 2030 e al 2050 un aumento dell'2% rispetto a LC+ nella variazione con la Baseline 2016.

- b) Per quanto riguarda la fornitura di fonti rinnovabili si osserva, in entrambe le traiettorie, una diminuzione dell'1%;
- c) Per quanto riguarda le emissioni di CO₂ si conferma il rispetto degli obiettivi.

	1990	2016	2030				2050			
		BASE-LINE	REF	LC+	LC+_H2	LC+_H2+	REF	LC+	LC+_H2	LC+_H2+
BILANCIO ENERGETICO										
FORNITURA (TWh/anno)	14.37	19.09	17.84	16.67	16.54	16.42	16.35	12.82	12.83	12.85
FORNITURA (kWh/ab*anno)	32'230	35'473	30'936	28'908	28'685	28'466	26'680	20'927	20'932	20'976
Variazione 1990 (%)		10.06	-4.01	-10.31	-11.00	-11.68	-17.22	-35.07	-35.06	-34.92
Variazione 2016 (%)			-12.79	-18.51	-19.13	-19.75	-24.79	-41.01	-40.99	-40.87
CONSUMO ENERGIA PRIMARIA (TWh/anno)		17.05	15.78	14.86	14.98	15.13	14.22	11.69	11.78	11.91
CONSUMO ENERGIA PRIMARIA (kWh/ab*anno)		31'675	27'361	25'773	25'983	26'236	23'207	19'085	19'229	19'435
Variazione 2016 (%)			-13.62	-18.63	-17.97	-17.17	-26.74	-39.75	-39.29	-38.64
FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI (FER)										
Quota FER (% della FORNITURA)	19.1	34.8	36.8	48.6	48.2	48.3	39.4	85.6	85.5	85.5
EMISSIONI CO2										
Emissioni CO2 (Mt/anno)	3.01	2.89	2.59	1.95	1.95	1.95	2.26	0.41	0.42	0.43
Emissioni CO2 (t/(ab*anno))	6.75	5.36	4.50	3.37	3.39	3.37	3.69	0.67	0.68	0.70
Variazione 1990 (%)		-20.50	-33.34	-50.00	-49.78	-49.98	-45.31	-90.13	-89.96	-89.67
Variazione 2016 (%)			-16.15	-37.11	-36.83	-37.08	-31.20	-87.58	-87.37	-87.00

' = separatore migliaia

Tabella 8

Scenari integrazione idrogeno nella rete gas PAT: consumi energetici, FER ed emissioni di CO2.

5.1.5 Sommario dei risultati relativi agli obiettivi di decarbonizzazione

Nel rispetto degli obiettivi di decarbonizzazione, le traiettorie H2 e H2+, mediante miscelazione di idrogeno, permettono di mantenere un numero maggiore di utenze collegate alla rete gas rispetto all'utilizzo di gas naturale puro, sfruttando sia la piena compatibilità fino al 10% in volume di H2 sia la parziale compatibilità tra il 10 e il 30% in volume, quest'ultima con investimenti di adeguamento comunque limitati. Concentrazioni più elevate del 30% in volume non sono state considerate, ma possono essere raggiunte da R&D, ulteriori misure o sostituzione. Il consumo di energia primaria rimane prossimo alle soluzioni di LC+, come prossima rimane la fornitura di fonti rinnovabili. Laddove dovessero riscontrarsi difficoltà nell'incrementare rapidamente l'introduzione delle

pompe di calore, come previsto da LC+, il blending dell'idrogeno rappresenta una valida alternativa. I risultati dell'analisi, svolta con l'ausilio di EnergyPLAN, possono essere sintetizzati nei seguenti punti:

1. FABBISOGNO TERMICO:
 - a) Nella traiettoria H2, al 2030 e al 2050 l'idrogeno copre il 3% del fabbisogno di calore in LC+.
 - b) Nella traiettoria H2+, al 2030 l'idrogeno copre il 7% in LC+. Al 2050 l'idrogeno copre il 9% del fabbisogno di calore in LC+.
2. FABBISOGNO COMPLESSIVO IDROGENO (TERMICO + TRASPORTI):
 - a) Al 2030, nelle traiettorie H2 e H2+, è prevalente il fabbisogno di idrogeno per il settore termico, con un massimo di 0.52 TWh/anno in LC+_H2+ (nello stesso scenario il fabbisogno

di idrogeno per il settore trasporti è pari a 0.02 TWh/anno).

- b) Al 2050, nelle traiettorie H2 e H2+, i fabbisogni di idrogeno per termico e trasporti sono entrambi significativi.

3. SETTORE ELETTRICO:

- a) Per quanto riguarda i consumi elettrici al 2030 e al 2050 si osserva un incremento. Questo incremento è concentrato nei consumi elettrici per termico dove da un lato diminuisce il consumo elettrico per pompe di calore, ma dall'altro aumenta in maniera maggiore il consumo elettrico per gli elettrolizzatori destinati alla produzione situata in Trentino di idrogeno per blending in rete gas.

4. CONSUMI ENERGETICI, FER

- a) Per quanto riguarda il consumo di energia primaria: (I) nella traiettoria H2 si osserva al 2030 e al 2050 un aumento <1% rispetto a LC+ nella variazione con la Baseline 2016, (II) nella traiettoria H2+ si osserva al 2030 e al 2050 un aumento del 2% rispetto a LC+ nella variazione con la Baseline 2016.
- b) Per quanto riguarda la fornitura di fonti rinnovabili: (I) nella traiettoria H2 si osserva al 2030 e al 2050 una diminuzione <1% rispetto a LC+, (II) nella traiettoria H2+ si osserva al 2030 una diminuzione <1% rispetto a LC+, al 2050 una diminuzione <1% rispetto a LC+.

5. ANALISI ECONOMICA

5.2 / Il secondo pilastro: gli scenari di compatibilità tra potenziale ampliamento della rete di distribuzione del gas naturale e teleriscaldamento

All'interno degli studi effettuati circa la compatibilità di estendere il servizio nei comuni non metanizzati, è stato tenuto conto della presenza di reti di teleriscaldamento (esistenti o in progetto). Infatti, anche al fine di rispettare le indicazioni di cui all'art. 9, comma 3 del D.M. n. 226/2011, non sono stati inclusi nelle possibili nuove utenze da allacciare alla nuova rete di distribuzione del gas gli abitati dei Comuni non metanizzati che hanno manifestato la volontà di ampliare o saturare la rete del teleriscaldamento principalmente alimentato a biomassa legnosa, già presente nel loro territorio a servizio delle utenze finali. Al momento della strutturazione dell'ipotesi dello schema di rete per il servizio di distribuzione del gas, le possibili utenze

alimentabili con il teleriscaldamento sono state escluse dal novero della rete gas. Tali valutazioni sono state eseguite in coordinamento con i Comuni. In via generale, le relazioni di verifica di possibile compresenza o prevalenza tra rete di teleriscaldamento e rete di distribuzione del gas, hanno preso spunto dall'analisi sul territorio sull'effettiva espandibilità della rete del TLR, sia in termini di **saturazione della rete esistente di teleriscaldamento**, sia in termini di ampliamento. Sono quindi definite tre categorie alle quali poter ricondurre gli interventi richiesti in quei soli Comuni che hanno manifestato l'esigenza di implementare il servizio di distribuzione del gas. Maggiori dettagli sono presenti nel capitolo dedicato alla biomassa legnosa.

Categoria 0. Mantenimento in esercizio dell'impianto esistente di teleriscaldamento

Mantenimento dell'esistente in assenza di ulteriore domanda di calore teleriscaldabile sia nell'area interessata dalla rete del TLR esistente sia in una possibile nuova area.

Categoria 1. Saturazione della rete esistente di teleriscaldamento

Nel caso di presenza di un'adeguata domanda di calore teleriscaldabile all'interno del perimetro di rete già esistente, ci si prefigge di impiegare tutta la capacità residua della caldaia procedendo ad un infittimento della rete secondaria, programmando una compresenza con l'ampliamento della rete del metano nel caso di installazione di caldaia di soccorso e servizio alle utenze escluse dalla saturazione.

Categoria 2. Revamping della caldaia e ampliamento della rete di teleriscaldamento a nuove aree

Nel caso di presenza di una densità termica superiore ai minimi definiti per profittabilità tecnico-economica in una possibile nuova area, ci si prefigge di servire tutto il fabbisogno di calore di quella località tramite l'estensione della rete di teleriscaldamento esistente, e anche, se opportuno, il potenziamento della caldaia. Questo dovrà sottendere la sostituzione totale di prodotti petroliferi ad uso domestico con il sistema centralizzato a rete e dotare la centrale di adeguata caldaia di soccorso, anche, eventualmente, a metano.

5.3 / Il terzo pilastro: le analisi di fattibilità tecnico economica delle estensioni della rete gas

Gli aspetti di fattibilità dello sviluppo della rete di distribuzione e quelli dello sviluppo della rete del trasporto appaiono correlati, specie con riferimento alla parte occidentale del territorio.

La Stazione appaltante ha svolto verifiche di fattibilità tecnico-economica degli interventi proposti dai Comuni, nell'ottica della sostenibilità di un servizio pubblico diffuso omogeneamente sul territorio. A tal fine, la Stazione appaltante ha svolto un'analisi costi benefici (ACB), secondo le Linee guida previste dalla delibera ARERA 570/2019/R/GAS, che recepisce il documento approvato con delibera 410/2019/R/GAS, adottando le seguenti assunzioni:

- sono state escluse le utenze servibili da reti di teleriscaldamento a biomassa secondo quanto indicato nel paragrafo 5.2;
- gli interventi di estensione sono stati strutturati nella logica stand-alone: per singoli interventi di estensione, il perimetro di analisi coincide con il territorio comunale; per i Comuni delle vallate completamente sprovviste del servizio (metanizzazione di vallata), è, invece, stato sviluppato un sistema aggregato .
- sono state sviluppate simulazioni di piani industriali di fattibilità considerando lo sviluppo di tubazioni dorsali (feeder) idonee ad alimentare singoli impianti di distribuzione negli abitati; questo sulla base delle proposte di sviluppo della rete di trasporto regionale indicate nei piani di sviluppo decennali e sulla base di ipotesi realizzative sviluppate da un distributore industrialmente ben organizzato;
- le valutazioni relative agli interventi di estensione sono state condotte sulla base di specifiche analisi costi-benefici, sia lato utente sia lato gestore, sulla base del parametro-soglia dei 25 metri/pdr, secondo le Linee guida ACB dell'ARERA e tenendo conto delle semplificazioni introdotte dalla normativa vigente per i Comuni montani ricadenti in zona climatica F (art. 23, comma 4 bis del d.lgs. n. 164/2000);
- l'ACB è stata condotta analizzando la sostenibilità dei costi lato gestore, simulando un piano industriale contraddistinto da indici finanziari adeguati rispetto alla soglia di anomalia di cui al DM n. 226/2011 e implementato in base ad un cronoprogramma di esecuzione degli interventi caratterizzato da un importante impegno organizzativo e produttivo soprattutto con riferimento alle vallate.

Quale esito delle suddette valutazioni è emerso, in sintesi, che:

- gli interventi di estensione della rete che rientrano nel parametro soglia di 25 metri/pdr potranno essere inseriti nel bando di gara, secondo una graduatoria di priorità, quali interventi obbligatori per il Gestore d'ambito;
- i casi che non rientrano nella soglia dei 25 me-

tri/pdr, ma che soddisfano l'analisi costi benefici (ACB), possono essere inseriti nel bando di gara quali interventi facoltativi per il Gestore d'ambito;

Pertanto, in sede di gara d'ambito ciascun concorrente potrà valutare di considerare gli interventi classificati come facoltativi al fine di sviluppare la propria proposta di Piano di Sviluppo degli Impianti, basata su un proprio piano industriale redatto ai sensi dell'art. 15 del D.M. n. 226/2011, in funzione delle proprie disponibilità economico-finanziarie e della durata della concessione, al fine di ottenere, in sede di gara, premialità della propria proposta. Va, tuttavia, tenuto conto del fatto che l'ARERA si riserva di valutare la rispondenza del bando a condizioni di sostenibilità a carattere finanziario per il futuro gestore con riferimento anche allo spazio temporale di durata della nuova concessione. In ogni caso l'offerente può tener conto del fatto che gli investimenti per la costruzione di nuove reti gas nei comuni Montani appartenenti alla zona climatica F vengono integralmente riconosciuti dal sistema tariffario, secondo quanto previsto dal succitato art. 23, comma 4 bis del d.lgs. n. 164/2000.

5.3.1 Risultati delle analisi effettuate

Le simulazioni condotte mostrano che gli interventi di costruzione della nuova rete di distribuzione nei territori occidentali, da indicare nel bando di gara, pur assicurando l'equilibrio economico e finanziario da parte del gestore, possono essere condizionate dal livello e dai tempi di penetrazione delle dorsali di trasporto del gas nei territori vallivi proposti nei piani decennali di trasporto del gas. A seconda che dette dorsali vengano sviluppate in tempi congrui con le tempistiche previste dalla durata della prossima concessione d'ambito, ovvero se si ipotizzano semplici estensioni delle esistenti tubazioni appartenenti alle reti di distribuzione, si originano effetti molto differenti in termini di fattibilità di costruzione delle reti di distribuzione nei singoli abitati. In via generale le analisi effettuate dimostrano che:

- in tutti i casi considerati, gli interventi di nuova metanizzazione sono caratterizzati dal parametro di riferimento (m/pdr) superiore alla soglia di 25, valore definito quale condizione di sviluppo minimo (CSM), trattandosi di comuni montani;
- la maggior parte degli interventi di nuova metanizzazione ricadono in comuni montani in zona climatica F e sono stati considerati efficienti e valutati positivamente per i consumatori; tali interventi si annoverano tra quelli il cui costo è riconosciuto ammissibile dal sistema tariffario;
- nei comuni non metanizzati considerati singolar-

mente e negli aggregati vallivi (metanizzazione di vallata) sussistono indici positivi per la sostenibilità lato gestore a condizione che il servizio di distribuzione venga esteso all'intero gruppo delle utenze previste e vi siano le condizioni per poter costruire rapidamente le maggior parte delle reti di distribuzione, specialmente nella prima metà del periodo della concessione d'ambito;

- per quanto riguarda i Comuni già metanizzati, alcune delle estensioni richieste rientrano nelle Condizioni Minime di Sviluppo e pertanto sono obbligatorie, altre rientrano negli interventi facoltativi e la remunerazione sarà assicurata dal sistema tariffario. Si rileva, però, che alcuni interventi, ricadenti nei comuni in zona climatica E, non risultando verificati in termini di analisi costi benefici lato utente, e quindi non potranno essere inseriti in tariffazione da parte dell'ARERA.

Nello specifico, rispetto alle proposte di estensioni del servizio di distribuzione del gas naturale richiesto nei vari territori, le analisi portano alle seguenti valutazioni.

I singoli comuni

Le analisi svolte portano ad una complessiva fattibilità tecnico-economica per quanto riguarda i singoli interventi dei Comuni privi del gas naturale che avevano dimostrato l'interesse alla metanizzazione, tuttavia la natura di questi interventi è tale che gli stessi non possono essere classificati come interventi obbligatori ma vanno annoverati tra quelli facoltativi nel bando di gara d'ambito: la loro effettiva realizzabilità da parte del futuro gestore sarà frutto del risultato della gara d'ambito.

I Comuni di Castel Condino, Canazei, Cavalese (fraz. Masi), Cimone, Garniga, Drena, Molveno, Ronchi Val-sugana, Sant'Orsola Terme, Sfruz, presentano condizioni di fattibilità tecnico economica per implementare il servizio di distribuzione.

Anche i Comuni di Bagolino, Ronzo Chienis e di Ton presentano le medesime fattibilità tecnico-economiche per l'implementazione del servizio pubblico di distribuzione del gas naturale mediante l'interconnessione delle reti esistenti in isola, alimentate a GPL; le tempistiche sono dettate tuttavia dalla data di scadenza delle vigenti concessioni di GPL, alcune delle quali prevedono la devoluzione gratuita delle reti al Comune.

Val Rendena

Benché il progetto costruttivo sia attualmente al vaglio del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) ai fini della valutazione di impatto ambientale, si dà per scontata la costruzio-

ne della tubazione del trasporto del gas tra Tione di Trento e Carisolo annoverata nell'elenco dei gasdotti regionali del trasporto approvato con decreto direttoriale MISE di data 31 gennaio 2019. La realizzazione è prevista concludersi entro il 2023 secondo quanto riportato nei Piani decennali di Trasporto 2020-2029 proposta dalla società Retragas. Ne deriva che sarà fattibile l'estensione della rete del servizio di distribuzione del gas naturale negli abitati del fondovalle della Val Rendena; è ragionevole ipotizzare l'estensione del servizio a fino a Madonna di Campiglio.

Val di Sole - Val di Non

Per quanto attiene l'area della Val di Sole e dei Comuni interessati della terza sponda della Val di Non, si presenta una diversa prospettiva per l'entrata in esercizio di nuove reti di distribuzione del gas naturale a seconda che venga sviluppata la tubazione dorsale del trasporto del gas lungo l'asse Carisolo - Madonna di Campiglio - Folgarida Dimaro (Cabina di consegna in servizio al 2029), ovvero se venga sviluppata la tubazione principale in alta pressione da Cles verso la Val di Sole, dove l'avvio dei lavori potrebbe essere attuato fin dai primi momenti dell'affidamento della concessione al gestore d'ambito. La successiva interconnessione con la rete di trasporto attraverso il Passo di Campo Carlo Magno potrà nel futuro assicurare la resilienza del sistema della distribuzione.

Valli Giudicarie esteriori

Analogamente per il territorio delle Giudicarie esteriori, il servizio di distribuzione del gas naturale potrà essere completato entro il 2030 se sarà garantita la realizzazione della tubazione del trasporto del gas lungo l'asse Tione - Bleggio - Trento ovvero entro il 2027 nell'eventualità si proceda estendendo l'attuale rete di distribuzione e laddove l'avvio dei lavori potrebbe essere attuato fin dal primo anno di affidamento della concessione al gestore d'ambito. In entrambi gli scenari esistono le condizioni per includere le estensioni delle reti per molti dei Comuni singoli nel territorio occidentale del Trentino all'interno della prossima concessione d'ambito.

Nella figura 3 sono rappresentati, oltre ai Comuni già dotati di servizio di distribuzione, i Comuni che presentano la possibilità di implementare il servizio di distribuzione del gas naturale (interventi facoltativi), poiché il gestore d'ambito è in condizione di poter proporre, in sede di gara, l'estensione del servizio pubblico di distribuzione del gas naturale. La Tabella 11 riporta la sintesi dei principali dati di scenario dove il numero di PDR potenziali presentati è valutato in base all'indice delle famiglie residenti di cui alla tabella 1.

Aree non metanizzate	PDR [n]		Ipotesi nuova rete [km]		Costi stimati nuova rete [M€]	
	Potenziali	Attesi	Feeder AP	Rete (MP e BP)	Feeder AP	Rete (MP e BP)
VAL DI SOLE-VAL DI NON	6'300	4'100	21	180	10	35
VAL RENDENA	3'800	2'500	33	81	19	15
GIUDICARIE ESTERIORI	2'600	1'700	16	71	11	14
SINGOLI COMUNI	3'670	3'120	-	138	-	27
TOT	16'370	11'420	70	470	40	92

Tabella 11

Scenari e costi estensione rete gas

Per poter considerare l'incidenza dell'appetibilità del servizio svolto in quelle aree dove è maggiormente per-

sistente la presenza di seconde case in ragione della connotazione turistica del territorio, è anche possibile stimare i valori di potenziali utenti gas per come ivi indicato nella tabella 12.

Aree non metanizzate	PDR potenziali [n]		
	[Fam. residenti]	[Edifici]	[Abitazioni]
VAL DI SOLE**	4'800	6'700	6'500
VAL DI NON (3 ^a sponda)	1'500*	1'880*	1'990*
VAL RENDENA	3'800	5'400	10'500
GIUDICARIE ESTERIORI	2'600	3'360	4'470
SINGOLI COMUNI	3'670	3'800	4'050
TOT	16'370	21'140	27'510

Tabella 12

PDR potenziali

* il numero di PDR indicato per la Val di Non non tiene in considerazione lo sviluppo dei TLR a biomassa già presenti in alcuni Comuni che potranno estendere il loro servizio secondo le logiche rappresentate nel paragrafo 5.2. Conseguentemente si stima che la riduzione delle potenziali utenze gas possa essere tale da rimodulare ciascuno dei valori indicati in tabella rispettivamente in 900 (fam.), 1070 (edifici) e 1150 (abitazioni). Coerentemente anche i valori indicati nei totali andranno modulati rispettivamente in 15'770 (fam.), 20'330 (edifici) e 26'670 (abitazioni).

** I numeri indicati tengono in considerazione lo sviluppo delle reti di TLR a biomassa in alcuni abitati nei Comuni di Pellizzano e Peio

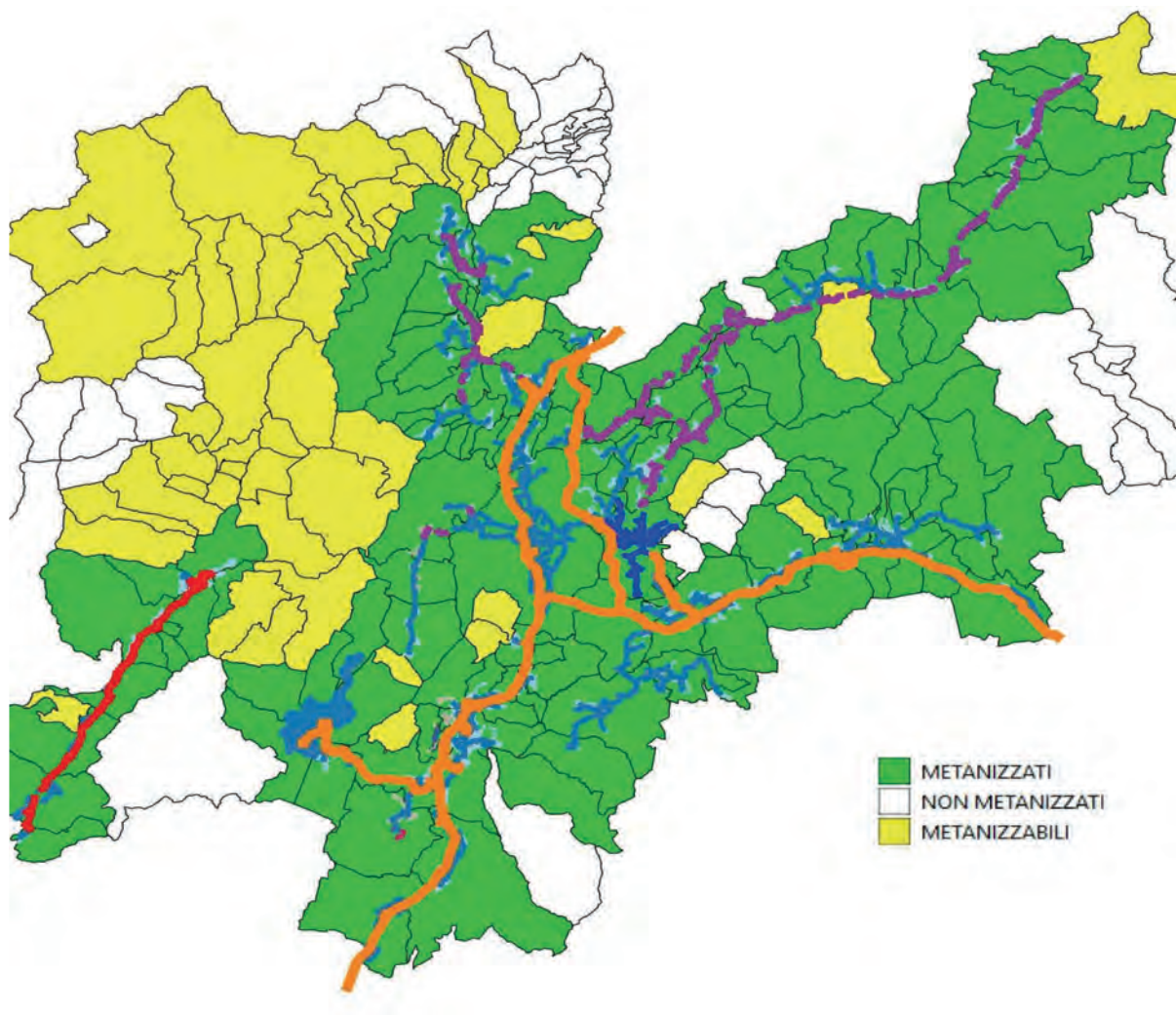


Figura 3

Previsione del possibile sviluppo del servizio di distribuzione del gas naturale nel territorio trentino

6. Conclusioni

L'adesione al sistema di distribuzione del gas, da parte di tutti i Comuni che hanno espresso l'interesse per la metanizzazione, va comunque intesa come scelta strategica sull'intero territorio trentino nel lungo periodo (50 anni) e i suoi tempi supereranno sia il presente ciclo di pianificazione (PEAP 2021-2030) sia i tempi della gara (12 anni dall'anno di affidamento stimato al momento della redazione di questo documento all'anno 2036).

I risultati delle analisi svolte, sotto il profilo degli obiettivi di coerenza nei confronti delle emissioni climatiche, confermano la bontà di incrementare le potenziali utenze alimentate a gas naturale, collegate all'estensione prevista della rete di gas naturale alle zone interessate.

La posa di un sistema di infrastrutturazione energetica evoluto capace di ricevere un gas metano misce-

lato con una bassa percentuale in volume di idrogeno verde e biometano permette il raggiungimento degli obiettivi generali attuali di riduzione delle emissioni climatiche al 2030 ed al 2050. E' quindi presentata una soluzione per decarbonizzare i settori energetici come il residenziale, il terziario ed industriale, in cui la riduzione delle emissioni di carbonio, come visto, è complessa da ottenere con una sola azione e necessita di un'ampia gamma di soluzioni. Le evidenze scientifiche e le sperimentazioni in essere mostrano che per queste percentuali di miscelazione le caratteristiche tecniche della rete sono già adeguate, così come i terminali impiantistici degli utenti finali. Lato produzione di idrogeno, al di là delle ipotesi di intero soddisfacimento su territorio trentino da elettrolisi da fonte rinnovabile alla base di quanto descritto al paragrafo 3, e approfondibile nello studio condotto



dalla Fondazione Bruno Kessler presente nell'Allegato Tecnico n.9 del Piano nella sua forma completa, si pone qui all'attenzione l'ampiezza dello spettro di tematiche da affrontare. Il tema della miscelazione di percentuali in volume di idrogeno nel gas metano è qui analizzato ad un suo primo stadio, ma verrà ulteriormente indagato in questo ciclo di pianificazione e consolidato solo nel prossimo, a fronte dei risultati delle gare, da un lato, e dei risultati degli studi tecnico-scientifici alla base di una strategia provinciale di lunga durata sull'idrogeno.

Lato biometano le infrastrutture esistenti sono già adeguate a ricevere tale vettore ed a contribuire, essendo tale fonte rinnovabile e grazie alla sua sostenibilità (CO₂ neutro), al medesimo raggiungimento degli obiettivi generali di decarbonizzazione. Stando alle ultime ricerche effettuate da parte della principale impresa di trasporto nazionale (SNAM), il biometano è una fonte energetica nazionale che può contribuire fino a circa il 15% della domanda di gas al 2030 e a sostenere la produzione di gas su territorio nazionale (https://www.snam.it/it/transizione_energetica/biometano/biometano/). Attualmente tutte le imprese di trasporto stanno incentivando la realizzazione di nuovi punti di consegna di biometano sul territorio nazionale.

In ogni caso, per implementare condizioni di ridondanza del sistema di distribuzione del gas, nella parte occidentale del trentino, sembra indispensabile realizzare sul territorio tubazioni di trasporto del gas secondo progetti che consentano la chiusura ad anello con possibilità di gestire flussi gas bidirezionali, anche di rilievo interregionale (Brescia – Tione – Val d'Adige), che in ogni caso interessi anche il territorio del basso Sarca. L'infrastrutturazione del territorio con dorsali del trasporto del gas consentirà al sistema produttivo di disporre di maggiori servizi per un approvvigionamento energetico sicuro ed economicamente vantaggioso e darà la possibilità di immettere biometano nella stessa rete, prodotto attraverso l'utilizzo di sottoprodotti di filiere di lavorazione alimentari, zootecnici, oppure idrogeno.

Il dettaglio relativo al possibile sviluppo della rete di distribuzione nei singoli Comuni, in particolare nel Trentino occidentale, è demandato quindi ai documenti della gara di distribuzione del gas per l'ambito unico ed ai suoi esiti. Tenuto conto della complessità della normativa statale che regola, si prevede che l'indizione del bando di gara d'ambito unico avvenga entro l'anno 2021, mentre si stima che l'avvio effettivo dell'affidamento non possa avvenire prima della fine dell'anno 2023.

In quanto interventi non inseribili obbligatoriamente all'interno del prossimo bando di gara, infatti, tale sviluppo è da considerarsi come realizzabile/iniziabile sin dal prossimo bando di gara. E' verosimile che entro il ciclo di pianificazione del PEAP 2021-2030 non sarà completato il sistema di reti di distribuzione nella sua totalità.

La figura 4 presenta, per i Comuni ad oggi non metanizzati, la prospettive dello sviluppo della rete di distribuzione del gas naturale e l'inter-relazione con la presenza di impianti di teleriscaldamento a biomassa; in particolare, in colore marrone sono indicati i Comuni che non saranno oggetto di metanizzazione, poiché sono dotati di impianti di teleriscaldamento alimentati a biomassa, mentre i Comuni dove vi sarà una compresenza del servizio di distribuzione del gas naturale e della rete di teleriscaldamento sono indicati in giallo con un punto rosso.

Nell'ottica di dotare il territorio di un sistema di distribuzione del gas naturale, è volontà della stazione appaltante strutturare la premialità delle offerte, nei limiti disposti dal D.M. n. 226 del 2011, andando a definire un sistema dei punteggi e sub punteggi di gara (entro i limiti ammissibili) volto a massimizzare l'estensione del servizio pubblico della distribuzione. In ogni caso, solo a seguito dell'espletamento della procedura di gara d'ambito, sarà possibile identificare con precisione il quadro dei Comuni dove sarà sviluppato il servizio di distribuzione del gas naturale.

Non da ultimo l'estensione delle reti gas costituisce volano economico per molte imprese che operano nei territori interessati.

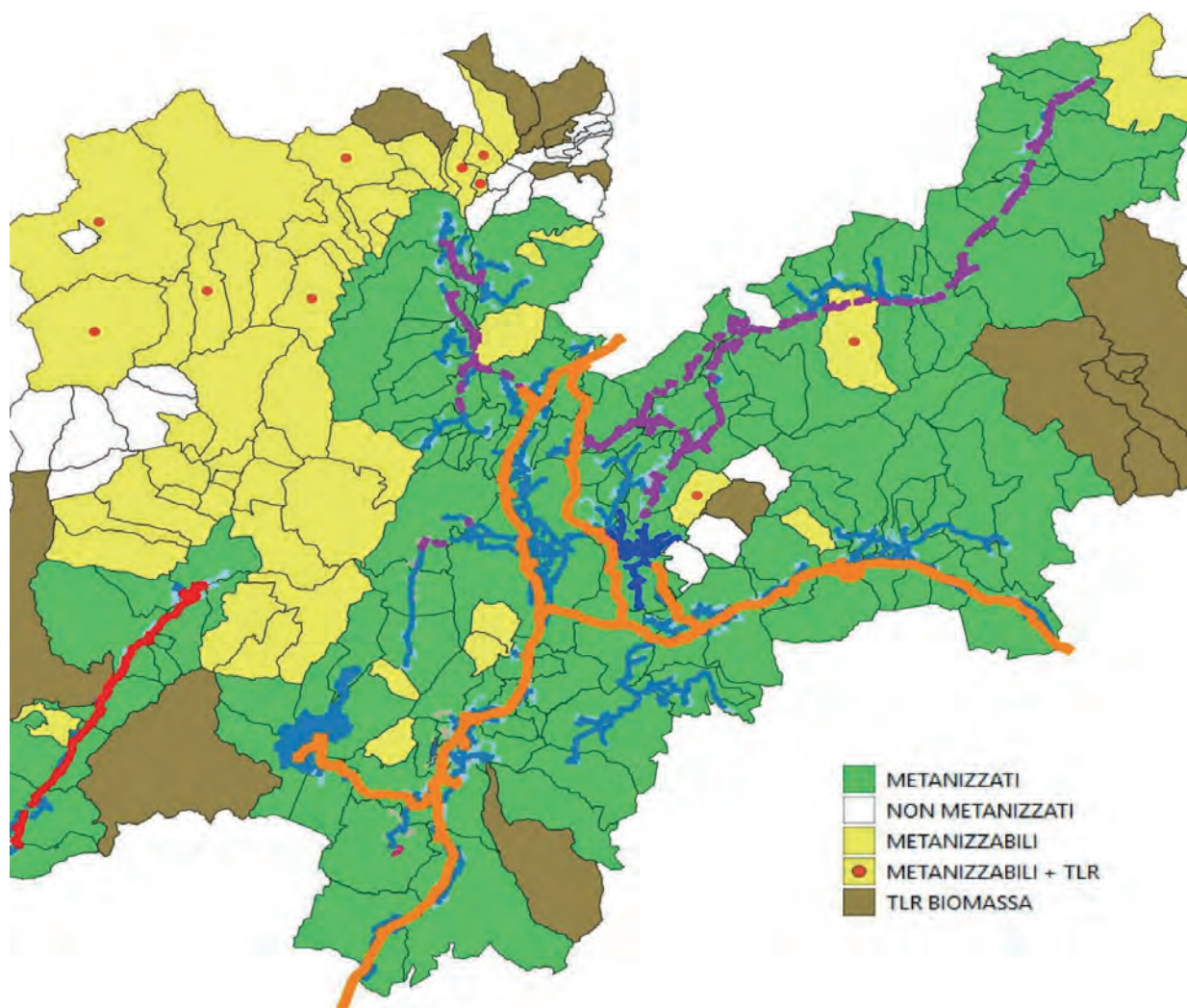


Figura 4.

Comuni non metanizzati. Prospettive di sviluppo della rete di distribuzione del gas naturale e interrelazione con gli impianti di teleriscaldamento a biomassa



Scenari di decarbonizzazione al 2030

Sezione 2 | GLI SCENARI PREVISIONALI

La dimensione energetica, l'ambiente costruito ed il paesaggio

1. Introduzione

Il presupposto per il raggiungimento degli obiettivi di una migliore performance energetica, ambientale e di resilienza ai cambiamenti climatici è notoriamente rappresentato dall'integrazione delle politiche urbane e dei diversi strumenti urbanistici a disposizione. Mettere mano al patrimonio costruito, sia a livello territoriale che a livello edilizio, rappresenta un'occasione per lavorare sul paesaggio e sul territorio. Il presupposto della riqualificazione energetica rappresenta un'occasione per ricucire un tessuto edilizio che nel passato ha avuto una forte espansione in termini numerici, non sempre affiancata da una qualità energetica, strutturale, architettonica e urbana.

Si tratta di una sfida culturale, tecnica e amministrativa di non poco conto, ma in tale direzione sono state condotte alcune esperienze che fanno emergere un quadro più dinamico rispetto a quello usualmente tracciato, nel quale le questioni sopracitate si confrontano con quelle edilizie e urbane, intessendo un dialogo sempre più serrato.

Gli obiettivi del nuovo Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030 (PEAP), in rispondenza dei target europei e provinciali, pongono in maniera sempre più stringente la necessità di saldare questa inte-

grazione, armonizzando le politiche che disciplinano i vari ambiti riguardanti l'ambiente costruito.

I temi salienti del PEAP risiederanno principalmente nella capacità di intervenire sul patrimonio edilizio ed urbano al fine di migliorare la prestazione energetica, l'uso sostenibile, flessibile e intelligente delle risorse locali e l'adattamento agli effetti del cambiamento climatico, oltre ad attuare strategie per incrementare la produzione da rinnovabili in forma distribuita e centralizzata, come nel caso delle comunità energetiche. Dalla scala territoriale alla progettazione edilizia attraverso la pianificazione e progettazione urbana, possono essere proposte forme innovative di integrazione delle questioni energetiche, divenendo queste, in parte, il tramite per rendere operative le strategie di sviluppo sostenibile e resilienza agli impatti del cambiamento climatico, oltre che occasione per lavorare sulla forma del territorio e del paesaggio anche in considerazione delle peculiarità trentine.

La città, l'edificio, il territorio, il paesaggio sono quindi il cardine per il raggiungimento dell'obiettivo della riduzione dei consumi ma anche stimolo per nuove forme di produzione di energia e di applicazione di criteri di sostenibilità oltre che occasione per la riqualificazione del patrimonio edilizio anche in termini sismici e architettonici oltre che prestazionali.

Per poter raggiungere questi obiettivi, si ritiene tuttavia fondamentale agire sugli strumenti normativi e di pianificazione già esistenti nel panorama provinciale. Essendo necessario raggiungere risultati energetici e

climatici previsti sul medio/lungo periodo, per poterli attuare non si deve ricorrere a strumenti straordinari o legati allo specifico obiettivo, ma si ritiene necessario incidere sugli strumenti ordinari di governo e di gestione del territorio, i quali, con le opportune integrazioni, rappresentano già dei validi strumenti di partenza.

L'esigenza di attuare in maniera rapida ed efficace gli obiettivi del presente Piano, di rispondere al cam-

biamento climatico in atto, oltre agli obiettivi europei che spingono in maniera sempre più forte verso l'edilizia sostenibile richiedono di fare un salto rispetto al passato. Nell'arco del periodo di validità del piano si dovrà passare da un sistema che premia chi volontariamente attua azioni positive di mitigazione urbana al Cambiamento climatico, ad un sistema che recepisce queste scelte tra le normali pratiche del costruire e della pianificazione territoriale.

2. Lo scenario

Lo scenario si propone di ricomprendere nella dimensione territoriale e in quella comunale/edilizia i seguenti temi:

- 0. Mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici;
- A. Riduzione consumo energetico, forma e funzioni degli insediamenti:
 - A1. Destinazione e copertura dei suoli;
 - A2. Riuso e rigenerazione edilizia e urbana;
 - A3. Mobilità sostenibile;
- B. Modalità e luoghi della produzione energetica,

massimizzazione della produzione e localizzazione preferenziale:

- B1. Pannelli solari e fotovoltaici;
- B2. Produzione energetica centralizzata da fonte rinnovabile a carattere distribuito;
- B3. Integrazione negli edifici di supporti ai sistemi di trazione elettrica e localizzazione aree pubbliche di ricarica auto elettriche;
- B4. Comunità energetiche.

Di seguito si riporta uno schema con temi, target e loro declinazione nei relativi strumenti urbanistici:



TEMI	OBIETTIVO SPECIFICO	STRUMENTO	DESCRIZIONE
0. Mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici	inclusione del tema tra gli obiettivi strategici degli strumenti urbanistici	l.p 15/2015	Considerare negli obiettivi e contenuti degli strumenti di pianificazione territoriale i temi della mitigazione e dell'adattamento al cambiamento climatico
A. Riduzione consumo energetico: forma e funzioni degli insediamenti			
A1. Destinazione e copertura dei suoli	riduzione del consumo di suolo	L.P. 15/2015	Applicare l'art.18 della L.P.15/2015
		PUP	Inserimento in indirizzi strategici e pianificazione coerente con le stesse. Tema viabilità (che incide anche su urbanizzato)
		PRG	Pianificazione territoriale che limiti le aree di nuova costruzione favorendo la rigenerazione urbana e il recupero di quartieri ed edifici. Promozione della ricognizione delle aree dismesse e relativo piano di rigenerazione urbana preliminarmente alla previsione di una zona industriale di nuova espansione Disegno urbano energeticamente efficiente oltre che resiliente agli effetti del cambiamento climatico.
	copertura con migliore performance climatica	regolamenti edilizi	Prevedere una copertura del suolo il più possibile con materiali permeabili, quale azione volta alla mitigazione del fenomeno isola di calore e adattamento ai cambiamenti climatici.

A2. Riuso e rigenerazione edilizia e urbana	Riqualificazione edilizia	L.P. 1/2008, art.86; L.P. 15/2015 artt. 105/110	Delibera bonus volumetrico Modifica art. 110 Attenzione alla qualità degli edifici, qualità urbana.
		Bonus edilizi	Le premialità in termini edilizi (per esempio il cosiddetto “bonus volume” ora convertito in SUN) siano dati, in aggiunta alla variabile di riduzione dei consumi energetici, con preferenzialità rispetto ad alcuni criteri dipendenti dalle caratteristiche urbane dell’ambito, quindi strettamente conseguente a principi come: diritto al sole, disponibilità di aree a verde/pertinenziali adeguate in termini di quantità e qualità, qualità del paesaggio costruito, tutela delle caratteristiche architettoniche degli insiemi, etc..
		PRG	Siano inserite alcune indicazioni dal punto di vista energetico degli edifici (anche attraverso lo strumento della schedatura degli edifici storici). Il PRG recepisca alcune pratiche di adattamento al Cambiamento Climatico che potranno essere prese come spunto da un abaco che sarà fornito dalla PAT
	riuso e rigenerazione urbana	PRG	Nel PRG siano inserite alcune indicazioni dal punto di vista energetico degli ambiti urbani, come i Bacini Energetici, ove si riscontrino caratteristiche omogenee in termini edificato, usi e copertura dei suoli, dimensioni, esigenze di utenza, disponibilità di fonti rinnovabili, risparmio energetico e preesistenze di altri vettori energetici, etc. Questi devono configurarsi come le aree più idonee ai fini della fattibilità di interventi urbani ed edilizi - inserire il tema energetico da affrontare con lo strumento della riqualificazione urbana (art.110 L.15/2015) considerando quindi ambiti di intervento da analizzare anticipatamente da parte del comune per comprendere dove sia prioritario l’intervento sul territorio e con quali strumenti intervenire all’interno della “cassetta degli attrezzi” esistente, permettendo e definendo una modularità di applicazione dei meccanismi a seconda delle loro caratteristiche

A3. Mobilità sostenibile	Ridurre/ottimizzare gli spostamenti interni, principalmente a fini lavorativi, usando mezzi di trasporto collettivo o non inquinanti. Legge provinciale 30 giugno 2017, n. 6	PUP	Relazione PUP (obiettivi strategici). Infrastrutture della mobilità e progettazione interscambi modali.
		Piani Comunità	Piani della mobilità che prevedano interscambi modali e integrazione dei sistemi di trasporto collettivo Piano della ciclabilità, piano sviluppo percorsi ciclabili per uso non turistico
		PRG	Pianificazione incentrata sulla riduzione degli spostamenti con mezzi singoli, attraverso l'individuazione delle aree industriali, commerciali e residenziali in maniera integrata. Mobilità: pianificazione sostenibile con previsione di piste ciclabili, aree pedonali, sistema di parcheggi nei punti di interscambio con bus e rotaia. Pianificazione mobilità merci per settore industriale.
		PUM - PUMS Pianificazione di settore	A livello provinciale, lo strumento di pianificazione, relativo alla mobilità complessiva (infrastrutture, viabilità, trasporto pubblico) è costituito dalla LP n. 6/2017, che prevede la possibilità di approvazione di Piani della mobilità (art 2, 3), anche per stralci tematici o territoriali. I PUMS sono disciplinati dal DM n. 397 del 2017 (linee guida), e devono essere predisposti dalle città metropolitane e dai Comuni aventi più di 100.000 abitanti. E' importante che questi piani siano coerenti con le previsioni inserite negli strumenti di pianificazione territoriale.
B. Modalità e luoghi della produzione energetica: massimizzazione della produzione e localizzazione preferenziale			
B1. pannelli solari e fotovoltaici	Adozione di tecnologie di produzione di energia rinnovabile dal sole.	L.P. 15/2015/ PUP	Integrazione delle tecnologie di produzione di energia rinnovabile nelle scelte tipologico-formali del progetto architettonico. Approfondimento per l'impiego di tecnologie e materiali di produzione di energia rinnovabile, compatibili con la tutela dei beni culturali ed il paesaggio, anche in zone industriali in ottica di autoproduttori di energia e comunità energetiche.
		PRG/Regolamento urbanistico-edilizio provinciale	Verificare la necessità integrazione dei criteri provinciali per l'installazione dei pannelli fotovoltaici, nell'ottica di impianti integrabili in edifici esistenti per favorire installazione su edifici esistenti.

B2. Produzione energetica centralizzata da fonte rinnovabile a carattere distribuito	Incremento produzione	PUP L.p. 15/2015 linee guida per PRG Pianificazione di settore	Supportare la definizione di appropriate aree per servizi tecnologici e con finalità industriali a livello comunale e sovracomunale.
B3. Integrazione negli edifici di supporti ai sistemi di trazione elettrica e localizzazione aree pubbliche di ricarica auto elettriche	Incentivare la mobilità elettrica	Regolamento urbanistico-edilizio provinciale	Installazione colonnine in edifici già regolamentata, valutare se possibile attuare semplificazioni; Integrazione con sistemi di micro produzione locale (comunità energetiche, fotovoltaico, ecc..);
B4. comunità energetiche	integrazione degli edifici nelle smart energy communities, in funzione della densità urbana/extraurbana e della vocazione territoriale	L.P. 15/2015 art 110 PUP Piani Comunità PRG Pianificazione di settore	Positive energy districts obbligatori in aree dismesse o in trasformazione Prevedere che nel PRG siano inserite alcune indicazioni dal punto di vista energetico degli ambiti urbani, come i Bacini Energetici, ove si riscontrino caratteristiche omogenee in termini edificato, usi e copertura dei suoli, dimensioni, esigenze di utenza, disponibilità di fonti rinnovabili, risparmio energetico e preesistenze di altri vettori energetici, etc. Questi devono configurarsi come le aree più idonee ai fini della fattibilità di interventi urbani ed edilizi

La messa in pratica di quanto previsto presuppone azioni che operano attraverso il controllo degli elementi localizzativi e azioni che invece si declinano indipendentemente dalla localizzazione territoriale degli interventi. Per governare le prime si interviene sugli strumenti urbanistici di pianificazione, per le seconde invece si deve lavorare sugli strumenti normativi e regolamentari.

3. Strumenti Urbanistici

Per applicare in maniera coerente e coordinata quanto previsto per il sistema energetico del Trentino al 2030 si può prevedere di intervenire sugli strumenti urbanistici come segue:

● PUP

In coerenza con gli obiettivi sopra esposti, si dovrebbe prevedere che il Piano Urbanistico provinciale assuma al suo interno anche **indicazioni in tema di mitigazione e adattamento al cambiamento climatico** attraverso l'inserimento di un capitolo dedicato nella sezione normativa del piano.

In questo modo si agisce sul tema relativo al consumo di suolo attraverso **una pianificazione territoriale che favorisca la rigenerazione urbana**. Al suo interno andrà prevista una ricognizione delle aree

dismesse per fare in modo che vi sia un piano di rigenerazione urbano prima di prevedere aree industriali di espansione.

Anche in termini di mobilità, sarebbe necessario agire affinché **il disegno delle infrastrutture sia coerente con l'obiettivo di ridurre e ottimizzare gli spostamenti** attraverso l'individuazione a scala territoriale di interscambi modali.

In termini di infrastrutture energetiche il PUP dovrebbe **prevedere anche la dislocazione di impianti di energia o i luoghi che meglio si prestano alla produzione diffusa** di energia elettrica (distretti energetici, comunità energetiche). Data l'importanza delle risorse rinnovabili, si propone che il Piano Urbanistico Provinciale divenga anche occasione per contenere nella parte ambientale qualche indicazione relativa

alle risorse rinnovabili che, assieme al sistema insediativo, ne possano indirizzare le scelte progettuali. Ciò anche attraverso l'inserimento delle risorse rinnovabili come il sole e il vento nelle invarianti del piano. L'individuazione di **"progetti pilota"** di carattere sperimentale può essere proposta dal piano come una particolare forma permanente di attuazione del piano urbanistico stesso, paesaggisticamente ed ecologicamente coerenti con gli obiettivi e le strategie di piano, con la funzione di attuare e verificare gli obiettivi generali in questo caso sul tema del cambiamento climatico.

Obiettivo: Lotta e adattamento al cambiamento climatico. Ottimizzazione produzione e consumo energetico in Trentino.

Interlocutore: Provincia, comunità di valle, comuni

Strategia: inserire i temi in specifici capitoli nella prossima revisione del piano

• PTC

I Piani Territoriali di Comunità, previsti dalla Legge Urbanistica e non ancora adottati in maniera completa da tutte le comunità, possono rappresentare uno strumento sul quale agire sul tema del contenimento dei consumi energetici, sul consumo di suolo e sulla localizzazione di alcune attività. In particolare sul tema della mobilità e sulla rigenerazione urbana il PTC è **uno strumento pianificatorio strategico** in quanto permette e garantisce una visione sovracomunale con un dettaglio sufficiente ad indirizzare le scelte anche riguardo i temi contenuti nel PEAP.

In quest'ottica il piano potrebbe quindi contenere, nello stralcio della mobilità, **indicazioni che riguardino oltre ai temi infrastrutturali anche i temi della mobilità alternativa**, degli interscambi modali e delle azioni volte alla riduzione degli spostamenti.

Nella parte relativa agli insediamenti, e in modo particolare allo sviluppo industriale, è ipotizzabile prevedere **uno studio riguardante le aree industriali o urbane dismesse, da fare a scala di comunità di valle**. In questo modo prima di prevedere l'insediamento di nuove aree produttive si favorisca la rigenerazione delle aree dismesse.

Obiettivo: Lotta e adattamento al cambiamento climatico, rigenerazione urbana, mobilità sostenibile.

Interlocutore: Provincia, comunità di valle, comuni

Strategia: nella legge urbanistica specificare i temi nei contenuti del PTC, da applicare in fase di approvazione o nell'occasione della prima revisione utile.

• PRG

Il Piano Regolatore è lo strumento più incisivo sulle scelte a livello locale. Per questo motivo nell'ottica della pianificazione riguardante strategie per la lotta e l'adattamento ai cambiamenti climatici ma anche ragionamenti in termini energetici **si ritiene particolarmente efficace che tali temi siano integrati nel piano anziché parte di specifici approfondimenti** che i Comuni si troverebbero in difficoltà a produrre, adottare e integrare nel sistema di pianificazione. Si prevede pertanto, attraverso la modifica della legge urbanistica provinciale, di **fare in modo che il piano regolatore generale contenga al suo interno le strategie di lotta ai cambiamenti climatici a scala comunale**. Per favorire ciò si propone di creare un abaco di interventi, da redigere con il supporto del Consorzio dei comuni, per fornire ai Comuni degli strumenti adatti ad implementare in maniera efficace il piano senza dar peso agli uffici urbanistici. In questo modo, con piccole azioni mirate e validate, che si configurano come opere libere, si danno strumenti ai tecnici per applicarli negli interventi edilizi.

Dal punto di vista della mobilità, sarebbe utile spingere affinché **il piano agisca in funzione degli obiettivi di riduzione dei consumi del comparto trasporti e un'ottimizzazione delle modalità di trasporto** che devono avvenire attraverso la pianificazione delle infrastrutture viarie, degli interscambi modali, dei parcheggi di attestazione e di interscambio, della rete per la mobilità elettrica e per la mobilità delle merci.

Analogamente, in quest'ottica, **il PRG deve risultare coerente con le misure definite dal piano energetico comunale**. Questo racchiudendo studi generali o specifici per aree o cluster, che riguardino l'aspetto energetico degli edifici con particolare riferimento alle risorse rinnovabili. In questo studio energetico il piano dovrà tener conto delle invarianti (sole, acqua, vento) e della loro configurazione a livello locale con particolare riferimento al costruito.

Questo studio ha una duplice valenza dal punto di vista energetico in quanto **individua quelle che sono le aree con migliori potenzialità** con particolare riguardo alla produzione puntuale, ma permettono anche di individuare aree che possono essere interessanti per quanto riguarda l'insediamento di comunità energetiche o l'allaccio a sistemi centralizzati di produzione di calore. Dal punto di vista della riqualificazione urbana permette anche di individuare quali siano le aree che hanno migliore necessità e potenzialità dal punto di vista energetico.

Obiettivo: Lotta e adattamento al cambiamento climatico, rigenerazione urbana,

Interlocutore: Provincia, comuni, privati

Strategia: nella legge urbanistica specificare i temi nei contenuti del PRG, da applicare in fase di approvazione o nell'occasione della prima revisione utile.

● PIANIFICAZIONE DI SETTORE

L'attuazione di queste misure di pianificazione territoriale, l'inclusione del tema della mitigazione del cambiamento climatico e l'attuazione di quanto pre-

visto dal Piano Energetico **deve essere applicata in maniera coerente anche nella pianificazione settoriale** relativa agli specifici ambiti. Per esempio per quanto riguarda le scelte in tema di mobilità e trasporti, pianificazione agricola, forestale, industriale, commerciale ecc... Più le azioni sono svolte in modo coordinato più efficaci saranno i risultati.

4. Strumenti normativi

Le modifiche agli strumenti urbanistici sottendono azioni coordinate ed integrate sulla disciplina normativa provinciale, come segue::

4.1 / Premialità per i requisiti edilizi (ex bonus volume) (Revisione meccanismo)

La Provincia autonoma di Trento dal 2008 ha previsto nella legge provinciale urbanistica n.1/2008 premialità in termini edilizi per gli edifici di nuova costruzione, di demolizione con ricostruzione (art.86). La revisione è volta a **declinare il provvedimento affinché sia più incisivo per il rinnovamento del patrimonio edilizio esistente.**

Obiettivo: Innescare la riqualificazione energetica degli edifici esistenti

Interlocutore: Provincia, Consorzio dei Comuni, Ordini professionali, imprese

Strategia: modifica delibera della Giunta provinciale e formazione specifica dei tecnici in materia

4.2 / Fondo per la riqualificazione degli insediamenti storici e del paesaggio (nuovi bandi)

La Provincia autonoma di Trento dal 2015 ha previsto nella legge provinciale urbanistica n.15/2015, in attuazione di quanto previsto all'art.72 prevede ciclicamente dei bandi destinati ad interventi sul cosiddetto "Fondo del paesaggio". Tali bandi sono calibrati a seconda dei destinatari previsti e possono essere destinati sia ad interventi sul paesaggio inteso come territorio antropizzato, sia strettamente sul costruito. Nella configurazione dei bandi futuri, con particolare riferimento a quelli relativi al costruito, si propone **di inserire specifiche considerazioni relative ad obiettivi energetici (risparmio o produzione) integrando tra loro gli aspetti edilizi e paesaggistici.**

Obiettivo: Innescare la riqualificazione energetica degli edifici esistenti

Interlocutore: Provincia, privati, imprese

Strategia: inserimento nei futuri bandi vincoli paesaggistici e di efficienza energetica

4.3 / Legge Urbanistica (Revisione)

Attualmente in Provincia di Trento sono in vigore la legge urbanistica 1/2008 e la legge 15/2015. La legge 1/2008 contiene **un titolo relativo all'edilizia sostenibile** che norma, fra l'altro, la certificazione degli edifici e le costruzioni di legno. La legge urbanistica n.15/2015 contiene a sua volta alcuni **strumenti importanti in termini di riduzione del consumo di suolo e risparmio energetico degli edifici.** Trattandosi dello strumento più incisivo in termini edilizi, si ritiene fondamentale agire su queste norme ai fini del miglior perseguimento degli obiettivi del PEAP legati ai consumi del patrimonio edilizio.

Si propone di valutare un riordino della normativa urbanistica ed energetica seguendo i seguenti indirizzi: apportare modifiche puntuali alle leggi 1/2008 e 15/2015 per esplicitare la considerazione del tema del cambiamento climatico negli strumenti di pianificazione territoriale inserendone azioni, congiuntamente al tema del risparmio energetico e della produzione di energia da fonti rinnovabili, anche attraverso le comunità energetiche;

valutare l'opportunità di mantenere il Titolo concernente l'edilizia sostenibile nella legge urbanistica o se tali temi siano maggiormente afferenti la materia energetica e si ritenga quindi di inserirli per coerenza nella legge provinciale n. 20/2012;

valutare la necessità di specifiche norme per quanto riguarda la **produzione di energia** e in particolare le **comunità energetiche** e semplificazione normativa che ne possa favorire la nascita.

Obiettivo: recupero e riqualificazione del patrimonio edilizio esistente

Interlocutore: Provincia, comuni, privati

Strategia: modifica della legge urbanistica in modo da rendere coerenti ed efficaci le scelte a tutte le scale

4.4 / Regolamento Urbanistico-edilizio

(Revisione);

La legge 15/2015 ha previsto l'adozione di un Regolamento Urbanistico Edilizio Provinciale che è sovraordinato rispetto ai regolamenti comunali in vigore nei Comuni. Sempre **per declinare in maniera efficace quanto previsto negli obiettivi energetici** e di mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici, si propone di intervenire su questo strumento normativo in particolare:

attuare semplificazioni normative che possano essere favorevoli alla riqualificazione energetica ed edilizia integrata nella progettazione architettonica

lavorare congiuntamente con il Consorzio dei Comuni trentini integrando la bozza di regolamento tipo per fare in modo che racchiuda strategie di adattamento ai cambiamenti climatici da attuare a livello locale che saranno poi recepite dai comuni a seconda delle necessità e delle conformazioni del singolo territorio. Modifica standard di parcheggio per aree commerciali, abbassando il limite di stalli richiesti a fronte di interventi per la mobilità dolce/sostenibile.

Obiettivo: Lotta e adattamento al cambiamento climatico, massimizzazione produzioni di energia, risparmio energetico

Interlocutore: Provincia, comuni, privati

Strategia: integrazione del regolamento urbanistico edilizio unico provinciale e del regolamento tipo per i comuni adottando semplificazioni a vario livello.

4.5 / Coordinamento delle azioni

L'attuazione di quanto previsto dal Piano energetico necessita di azioni in termini di modifica normativa necessaria a rendere strutturali alcune scelte concernenti la mitigazione del cambiamento climatico, sinora demandate a scelte attuate in forma volontaria o mediante principi generali. Per quanto riguarda gli strumenti di pianificazione energetica che si prevede di inserire nei piani regolatori, l'attuazione deve essere accompagnata dal supporto delle strutture Provinciali e degli enti di ricerca, che avviene anche attraverso la formazione di personale degli uffici tecnici urbanistici in capo alle Comunità di Valle. Ciò dovrà avvenire attraverso la stesura di linee guida di indirizzo da fornire alle amministrazioni, ma anche mediante l'accompagnamento nella declinazione puntuale di queste linee guida e il supporto per la realizzazione di studi di approfondimento nei casi che si ritengono necessari. Per poter attuare il tutto, sarà necessario che tali scelte siano accompagnate da sostegni finanziari agli enti locali per concretizzare tali indirizzi pianificatori.

5. Conclusioni

La Provincia ha attualmente tutti gli strumenti normativi per agire in maniera incisiva e indirizzare le scelte edilizie ed urbanistiche del territorio in maniera coerente con gli obiettivi previsti in questo piano. A fronte di una evoluzione normativa e degli obiettivi, in particolar modo riguardanti il risparmio energetico e le fonti rinnovabili, le relative tematiche vanno considerate in legge e negli strumenti di pianificazione, nell'ottica di maggior coerenza esterna. La riqualificazione del patrimonio edilizio esistente è prioritaria per conseguire i risparmi energetici previsti e gli obiettivi al 2030.

Inoltre in coerenza con le direttive europee e la normativa nazionale, ma anche per poter rispondere ad esigenze ed opportunità che sempre più velocemente stanno emergendo in settori in rapida evoluzione,

vanno inseriti i temi legati al cambiamento climatico e alla produzione diffusa di energia rinnovabile.

E' importante esplicitare che tutti questi temi, apparentemente settoriali, sono invece ampiamente connessi e spesso scelte in diversi settori (energia, trasporti, edilizia, tutela del territorio) hanno ricadute trasversali. Per questo gli strumenti di pianificazione territoriale sono i più efficaci in tal senso, perché in maniera puntuale e declinata sul territorio, affrontano aspetti che riguardano tutti i settori. E' tuttavia il modo in cui è necessario affrontare questioni che non hanno ricaduta settoriale, come la mitigazione del cambiamento climatico, che solo con strumenti che hanno efficacia normativa può essere trattata in maniera incisiva. Per essere efficaci infatti, tali misure devono essere inserite negli strumenti ordinari di

governo e di pianificazione, non essere parte di piani specifici che poi rischiano di avere una limitata applicabilità.

Riguardo a quanto proposto in questo capitolo, in parte si tratta di modifiche normative e regolamentari, che la Provincia potrebbe affrontare coinvolgendo i competenti servizi interni, ma anche in sinergia con le autonomie locali e i professionisti del territorio. In parte si tratta di scelte di pianificazione, le quali hanno tempi ed iter di aggiornamento spesso più lunghi e dove è forse più complesso il passaggio tra strategie di indirizzo e attuazione puntuale degli interventi.

Per la parte di pianificazione a livello comunale, riguardo l'inserimento di temi attualmente afferenti a strumenti settoriali e talvolta volontari all'interno dei PRG (PAES, PAESC e piani energetici) sul territorio vi è stato recentemente qualche tentativo di approccio in materia svolto in maniera autonoma da qualche

Comune. Va citata per esempio l'analisi energetica del patrimonio costruito del borgo di Calavino, effettuata come allegato al PRG del Comune di Madruzzo.

Si ritiene utile che la Provincia con la collaborazione di Comuni, Consorzio dei Comuni trentini ed istituzioni locali possa promuovere in questo senso delle varianti-pilota, a titolo sperimentale, in modo da testare quanto proposto. In questo modo, si potrebbe con un approccio pratico approfondire quali potrebbero essere le criticità prima di adottare una modifica normativa generale.

Dette sperimentazioni, andranno accompagnate da strumenti di finanziamento dedicati, che mettano i Comuni e le Comunità, in accordo con i competenti servizi provinciali e gli enti scientifici del territorio, nelle condizioni di poter mettere in pratica declinandoli sul rispettivo territorio, tutte le azioni previste.



SPERIMENTAZIONE E AZIONI A LIVELLO SOCIALE

Esperienze positive che vanno nella direzione proposta, affrontando attraverso piani e approfondimenti il tema energia e clima, effettuate a livello locale comunale o sovracomunale, sono state indagate di recente sul territorio trentino. Tra le esperienze complete che vanno in questa direzione, che inseriscono questi temi negli strumenti di pianificazione territoriale ordinaria, va segnalato il Piano Territoriale della Comunità dell'Alta Valsugana-Bersntol che in due allegati fa degli approfondimenti utili. Lo stralcio relativo alle aree industriali, indaga in maniera puntuale ed approfondita l'utilizzo degli immobili produttivi, rilevando quelli sottoutilizzati e quelli dismessi, e propone delle azioni da attuare per la sostenibilità ambientale. Si tratta di un lavoro puntuale che traccia alcune linee guida specifiche che rappresentano un utile punto di partenza per gli interventi sull'area. Un secondo documento è quello che riguarda le schede relative al sistema insediativo e alla sua trasformazione. Tale documento analizza i nuclei urbani, la loro conformazione orografica, paesaggistica anche tracciandone l'evoluzione storica. Ha anche un punto riguardante le azioni in termini di sostenibilità. Questo rappresenta un buon strumento per iniziare delle valutazioni energetiche anche a livello urbano e sovracomunale, in termini di efficientamento ma anche in termini di ottimizzazione dei servizi di rete o di nascita di comunità energetiche.

A livello comunale, come citato nel capitolo, il Comune di Madruzzo in fase di variante al PRG ha elaborato un documento di analisi delle prestazioni energetiche del patrimonio costruito riferito al borgo di Calavino. Tale documento è molto approfondito ed analizza sia a livello urbano che a livello di singolo edificio singolo edificio, le caratteristiche energetiche dello stesso. Ne viene fatto poi un calcolo relativo al potenziale di produzione di energia solare e del fabbisogno di energia di tutto il comparto edificato oggetto dell'analisi.

Vi sono comuni inoltre che hanno fatto, a scala grande o piccola, studi sulle potenzialità energetiche del territorio, volti a valutare la potenzialità di installare impianti o indirizzare scelte territoriali. Spesso si tratta di casi legati ad una particolare sensibilità degli amministratori o dei promotori.

Negli anni scorsi inoltre, dal punto di vista energetico molti Comuni hanno adottato due strumenti rilevanti di pianificazione locale relativi ad energia e clima: i PRIC e i PAES.

Il PRIC è il Piano Regolatore per l'Illuminazione Comunale, corrisponde al piano comunale di intervento per la riduzione dell'inquinamento luminoso di cui alla l.p. n.16/2007. E' stato adottato da gran parte dei comuni del Trentino e prevede la ricognizione dello stato degli impianti di i.p. al momento della redazione del piano e la redazione di una proposta di efficientamento e di messa a norma degli impianti con relativa previsione di risparmio. La Provincia ha raccolto e classificato in una mappa i contenuti e i risultati attesi dei vari PRIC, che vanno da un risparmio del 67% del comune di Siror al 18% del comune di Trento. Si tratta di un piano incentrato sull'illuminazione esterna (pubblica e privata) ma l'attuazione delle misure di contenimento previste dalla normativa, anche grazie a contributi dedicati, va nella direzione del risparmio energetico. Il monitoraggio dell'attuazione dei PRIC viene fatto autonomamente dai Comuni anche se sarebbe importante mantenere un database aggiornato a livello provinciale.

Il PAES, piano di azione per l'energia sostenibile, e il PAESC piano d'azione per l'energia sostenibile ed il clima, sono strumenti previsti dal Patto dei Sindaci che i Comuni adottano in maniera volontaria. Negli scorsi anni, come previsto anche dal precedente PEAP, la Provincia Autonoma di Trento ha sostenuto i Comuni nella redazione dei PAES anche attraverso contributi per le spese di redazione. Al 2016 erano circa 90 i PAES approvati a livello comunale o sovracomunale. Detti piani prevedevano la riduzione del 20% dei consumi energetici e delle emissioni entro il 2020. Non si è a conoscenza attualmente di quanti comuni, dopo l'adozione del piano, abbiano proseguito nel monitoraggio dei risultati e nell'aggiornamento del PAES. Di recente il Patto dei Sindaci ha previsto lo strumento dei PAESC che spesso sono stati utilizzati in luogo del monitoraggio del PAES, approvando il nuovo piano e aggiornando al 2030 gli obiettivi da raggiungere.



3

**Il sistema
energetico
del Trentino
al 2030**





PARTE 3

Il sistema energetico del Trentino al 2030

Le dodici linee della strategia provinciale

Le analisi preparatorie alle scelte di Piano presentate nella Parte 2, nella quale si propone una vasta panoramica di potenziali scenari per incrementare l'efficienza energetica e la produzione da fonti rinnovabili, mostrano che la decarbonizzazione del sistema energetico trentino attuale è possibile, attraverso una diminuzione del 18% del consumo di energia primaria (rispetto all'anno di riferimento del bilancio energetico provinciale, il 2016) ed un innalzamento della quota delle fonti energetiche rinnovabili rispetto alla fornitura energetica al 48% (al 2016 la quota era del 35). Il raggiungimento di questi obiettivi specifici richiedono, in un momento di forte mutamento del settore energetico a livello internazionale, un impegno a livello locale che risieda, analogamente, nell'individuazione di una strategia che sottenda nuovi paradigmi: nuovi paradigmi dell'abitare, del produrre e dello spostarsi e nuovi approcci alla produzione energetica da fonti rinnovabili, nonché nuovi approcci di sistema. Si tratta di un Piano sufficientemente complesso che, riconoscendo alcuni trend sia tecnologici sia socio-economici, delinea un sistema energetico per il Trentino al 2030 che possa consentire di raggiungere le riduzioni di emissioni climalteranti con un insieme di tecnologie, introducendone di nuove ma anche mantenendo quelle esistenti, ove efficaci.

Solo così, il Trentino al 2030 potrà vantarsi di un sistema energetico provinciale sostenibile, intelligente, flessibile e resiliente ai cambiamenti climatici, capace di integrarsi nel tessuto territoriale, sociale ed economico e motore dello sviluppo.

Sono dodici le linee strategiche che delineano la decarbonizzazione del Trentino al 2030, punti che riflettono l'esigenza di intervenire contemporaneamente su tutti i settori, sia quelli della domanda sia quelli dell'offerta, in maniera sinergica e coordinata.

Linee strategiche verticali

Drastica riduzione dei consumi energetici

1. Riqualificazione energetica profonda degli edifici civili esistenti e incremento dell'autoconsumo individuale e collettivo

Una riduzione del consumo energetico negli edifici esistenti, indirizzando i sistemi di riscaldamento verso fonti rinnovabili, accoppiata ad un'attenta produzione dell'energia, finalizzata al consumo in sito, è fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi al 2030. Si dovrà pensare agli edifici come sistemi integrati a livello urbano che siano sostenibili e che per una parte consistente possano autosostenersi. Un processo questo da attuare a scala edilizia e poi urbana e territoriale.

In tutti gli scenari di decarbonizzazione risulta necessario ottenere risparmi energetici molto significativi. Anche nel caso degli edifici civili, l'attenzione principale deve rimanere sull'efficienza energetica, e pertanto le misure devono focalizzarsi sugli interventi di ristrutturazione riguardanti l'involucro ed il rinnovamento/sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale, e la sostituzione edilizia. Gli scenari mostrano anche il ruolo sempre più ampio dell'energia elettrica nella decarbonizzazione del riscaldamento e raffrescamento grazie alle pompe di calore, ove efficiente in ragione della localizzazione, allo sfrutta-

mento massivo delle potenzialità dell'autoproduzione e dell'autoconsumo da fonti rinnovabili, come, ad esempio, quella data dall'installazione di pannelli fotovoltaici, anche accoppiati a sistemi di accumulo. Partendo dalla ricognizione dei consumi, lo scenario analizza gli interventi attuabili sul patrimonio edilizio in materia di efficientamento energetico, evidenziando l'impatto di una riqualificazione energetica sugli edifici residenziali. È comunque sottinteso che ogni intervento in questo senso ha anche ripercussioni in termini di qualità architettonica ma anche di sicurezza statica ed impiantistica.

I potenziali di efficientamento globali per l'edilizia residenziale sono stati calcolati considerando dapprima singoli interventi quali l'isolazione dell'involucro opaco, la sostituzione dell'impianto di generazione e dei serramenti, per poi analizzare una combinazione degli stessi, e più precisamente isolazione involucro+sostituzione caldaia e isolazione involucro+sostituzione caldaia+serramenti, ipotizzando di intervenire sul totale delle abitazioni che non abbiano già subito un intervento simile dal 1990 al 2017. Considerando tre tipologie di intervento+coibentazione involucro opaco, sostituzione serramenti, installazione caldaia a condensazione – e le relative combinazioni, in quella che si definisce tecnicamente come *riqualificazione energetica profonda* o “deep energy retrofit” - si è valutato il potenziale totale associato alla riqualificazione energetica sul 70% del patrimonio residenziale, in un'ottica di ottimizzazione dei costi (metodologia *cost-optimal*) calcolando per ogni intervento la relativa intensità di investimento [kWh/€].

Ordinando gli investimenti più convenienti suddivisi per classi di vetustà degli edifici e per dimensione degli stessi è stata calcolata una curva investimento/risparmio, la cosiddetta “curva marginale di intensità d'investimento”, che ha permesso di confrontare la convenienza di diverse strategie di intervento, in funzione del tetto massimo disponibile per gli investimenti, individuando nella sostituzione delle caldaie e nell'isolamento termico per l'involucro le due azioni chiave.

A titolo di esempio, a fronte di una disponibilità di 300 M€ e di una penetrazione del 70% degli interventi di efficientamento, l'analisi non assegna risorse alla sostituzione dei serramenti e considera in modo quasi paritario “cappotto” e impianto. Il dettaglio dei risultati mostra poi che gli stessi risultano efficaci solo per alcune tipologie di edifici (fino ad 8 appartamenti) e solo relativamente ad alcuni periodi di costruzione (edifici costruiti prima del 1919 e tra il 1961 ed il 1980).

In merito alle pompe di calore si nota come in generale per le tre classi di vetustà (1976-1990; 1991-2005; da 2005), considerato il coefficiente stagionale me-

dio di prestazione (SCOP) superiore al valore soglia di 2.3, la sostituzione del generatore con una pompa di calore aria-acqua si possa ritenere una soluzione vantaggiosa in termini di risparmio di energia primaria in alcune fattispecie edilizie. Infatti, il vantaggio è molto modesto per gli edifici costruiti tra il 1976 ed il 2005 dove l'alta temperatura di alimentazione dei terminali di emissione limita fortemente l'efficienza. Il margine di vantaggio è invece decisamente superiore per gli edifici edificati dopo il 2005 per i quali la temperatura di emissione è ridotta. Questo risultato mostra quindi l'importanza dell'intervento combinato di sostituzione del generatore e di efficientamento energetico dell'involucro edilizio. Inoltre, nel caso di gestione avanzata vi è un aumento dello sfruttamento dell'energia autoprodotta da impianto fotovoltaico, potenziale che tuttavia decresce al crescere della qualità dell'involucro come conseguenza della riduzione del fabbisogno di energia mentre rimane costante la produzione. Questa energia autoprodotta residua può essere destinata ad altri usi (lavatrice, lavastoviglie, etc.) in particolare nel caso di elettrodomestici “intelligenti” che si attivano in modo da ottimizzare i prelievi o ancora per la ricarica domestica di veicoli elettrici.

La significativa riqualificazione energetica prevista nel Piano, configurabile a tutti gli effetti come interventi di riqualificazione profonda, comporta quindi l'urgenza di mettere a punto un mix di misure di natura tecnica, normativa ed economico-finanziaria. Tali misure, oltre a dover essere calibrate a seconda delle tipologie di intervento e dei destinatari, potranno inglobare differenti funzioni, quali, ad esempio, l'accoppiamento di riqualificazione energetica e adeguamento antisismico, l'ottimizzazione della gestione di sistemi, impianti e componenti esistenti.

Nello specifico delle misure economico-finanziarie, punto chiave è il maggiore accesso al capitale per i consumatori privati e modelli di business innovativi che considerino incentivi economici e fiscali, interventi diretti, ma anche una più ampia gamma di meccanismi e strumenti finanziari. L'efficienza energetica deve seguire, quindi, il suo potenziale economico ed ambientale, e ciò include individuare la scelta ottimale in termini di costi e benefici, nonché indagare misure per far fronte alle note barriere non finanziarie, presenti sia in edifici di proprietà privata sia pubblici, valutando la pianificazione urbana e territoriale ed il suo contributo al risparmio energetico a medio e lungo termine, come verrà dettagliato al punto 9 a seguire. Rilevante permarrà il ruolo del mercato sia nell'orientare una sempre più larga produzione e diffusione di tecnologie, elementi e materiali edilizi ad elevate prestazioni sia verso lo sviluppo di prodotti finalizzati al finanziamento degli stessi interventi. Siano questi

mutui bancari o innovative modalità contrattuali, un loro generale orientamento in favore dell'attuazione di questo punto strategico trentino risulta essenziale.

2. Industria ad alta efficienza: adozione di tecnologie di produzione industriale ad alta efficienza, combinate con tecnologie di accumulo, generazione da rinnovabili e approcci integrati di gestione

Su un totale di 3.227 imprese attive nel 2016, anno di riferimento del Bilancio Energetico Provinciale, l'81,4% è caratterizzato da microimprese, il 15,5% da piccole imprese, il 2,8% da medie imprese e solo il 0,3% da grandi imprese. La struttura industriale trentina è dunque prevalentemente composta da piccole e medie aziende, con consumi energetici concentrati nelle classi merceologiche della carta e stampa, della meccanica e della chimico-farmaceutica. Nella sua interezza la produzione industriale del Trentino pesa per il 25% dei consumi complessivi della provincia.

Le analisi nello scenario di decarbonizzazione del settore industriale mostrano che è ragionevole ritenere attuabile un risparmio energetico al 2030 di circa il 23% rispetto all'anno di riferimento (il 2016), combinando interventi di ammodernamento tecnologico delle principali componenti impiantistiche delle linee produttive (risparmio dei consumi del 10%), l'installazione di impianti fotovoltaici (risparmio dei consumi del 4%) nei principali distretti industriali provinciali - con sistemi di accumulo -, o di analoghi contributi da parte di impianti a FER, ma anche da recupero di calore di scarto, e sistemi di gestione e monitoraggio (risparmio dei consumi del 6%), per una riduzione complessiva delle emissioni climalteranti di 216.000 tCO₂, corrispondenti a circa il 22% di riduzione.

Gli investimenti necessari sono significativi e, similmente al settore civile, sono prevalentemente centrati sull'efficienza energetica e la produzione da fonti rinnovabili. In accordo con l'approccio applicato a livello europeo e quindi in ragione dei tempi di ritorno semplice dell'investimento grazie al risparmio energetico direttamente conseguibile, lo scenario valuta sia l'investimento totale necessario sia il cosiddetto "surplus di investimento", ossia la frazione su cui è possibile valutare un eventuale supporto economico-finanziario per riportare i costi degli interventi a una convenienza di mercato.

In merito agli interventi di sostituzioni tecnologiche, lo scenario denominato "PAT obiettivo", prevede plausibili azioni sul 50% del totale del potenziale massimo calcolato corrispondenti ad una stima di 95 milioni di euro totali con un surplus di investimento medio di 31.5 mln di euro.

Sull'installazione di impianti fotovoltaici, lo scenario scelto tiene in considerazione la diffusione del fotovoltaico nelle principali aree industriali del territorio, ubicate in prossimità di centri abitati, ottenendo un potenziale tecnico pari a circa 100 MW che esclude gli impianti già esistenti. La scelta di considerare tali zone all'interno dello scenario Pat obiettivo è dovuta al potenziale risolto dato dalla diffusione delle comunità energetiche, vista la loro prossimità ai centri urbani, che permetterebbe dunque un aggregato favorevole allo sfruttamento di tale possibilità. Non si esclude la possibilità di definire operazioni volte alla valorizzazione del calore di scarto da processi industriali così come l'impiego di altre fonti rinnovabili, come la biomassa legnosa, per autoproduzione e autoconsumo di energia a servizio delle utenze limitrofe a quella trainante industriale. Il surplus di investimento in questo caso è stimato in 75 milioni di euro.

Da ultimo, si prevede al 2030 di avere una penetrazione complessiva dei sistemi di gestione e di monitoraggio su circa il 50% delle imprese trentine, con maggiore attenzione a quelle di medie dimensioni. Dallo scenario emerge che i costi di investimento per il raggiungimento di una copertura del 50% come descritto precedentemente, ammontano a circa 26 milioni di euro in totale. Tale costo d'investimento è considerato completamente autosostenibile, sebbene sia necessaria una sensibilizzazione in merito alla validità e all'utilità di tali sistemi.

La dimensione degli investimenti evidenziati rapportata sia alla situazione economica in essere sia alla maturità tecnologica di alcune delle soluzioni prospettate, nonché alla quota ricoperta dai costi energetici per unità di prodotto, è un elemento su cui questo piano si soffermerà nei successivi punti 10 ed 11 ed ancor più nel capitolo seguente inerente le misure. Vale la pena qui di sintetizzare come ulteriori passaggi siano necessariamente da riferirsi ad una più ampia dotazione di strumenti in capo alla pubblica amministrazione, contemplando tra questi la leva pubblica, che possano anche dialogare con investimenti privati e offerte di mercato, in parallelo a misure di accompagnamento in termini di informazione e, soprattutto, formazione di nuove professionalità nonché di innovazione in campo tecnologico, prefigurabili come vere e proprie azioni di ricerca industriale. D'altro canto, misure altamente concertate con le parti coinvolte permetteranno inoltre di inquadrare i singoli interventi atti alla riduzione delle emissioni climalteranti nelle imprese in un'ottica complessiva di più ampia sostenibilità della produzione e di economia circolare, anche supportando l'applicazione di certificazioni e standard UE, atti a suggerire approcci relativi al ciclo di vita in modo che i prodotti siano progettati, fabbri-

cati, acquistati, installati, utilizzati e smaltiti nel modo più intelligente dal punto di vista energetico, tali anche da cogliere favorevoli opportunità di migliore collocazione di mercato o di acquisizione di nuovi.

3. Favorire la mobilità sostenibile

Il consumo del settore dei trasporti è pari a circa il 30% dell'intero bilancio provinciale. Questo dato pone la mobilità come il secondo ambito più energivoro del Trentino, dopo gli edifici.

Lo scenario evidenzia che non basta investire in azioni inerenti l'efficientamento dei mezzi di trasporto, a parità di chilometri percorsi annualmente, considerato che questa strategia comporterebbe solo un leggero decremento dei consumi in ragione dell'aumento della popolazione e delle auto. Di contro, le previsioni analizzano in primis una modifica sostanziale e strutturata del comportamento dei cittadini trentini nei riguardi degli spostamenti, in particolar modo quelli del tragitto casa-lavoro, che si ritiene dovranno avvenire attraverso un maggiore uso del trasporto pubblico o della bicicletta, anche a pedalata assistita, utile specialmente nel caso di dislivelli, e delle modalità di lavoro, con un'applicazione ordinaria dello smart working per una quota dei lavoratori trentini. L'analisi applica solo in un secondo step i miglioramenti alla performance energetica dei veicoli, anche simulando un sostanziale ampliamento della mobilità elettrica. Ciò, tuttavia riguarda solo quei mezzi strettamente necessari agli spostamenti che si possono ritenere inevitabili. Questo è un cambio di paradigma che permette di conseguire un risultato significativo verso la decarbonizzazione.

Più nel dettaglio, le analisi simulano una diminuzione degli spostamenti veicolari sia per merito di un'incidenza sempre più sostenuta di modalità di lavoro da remoto (il cosiddetto smart working) fino a percentuali del 50% dell'insieme dei lavoratori trentini che opera in settori economici in cui questo è effettivamente applicabile, sia per un raddoppio dell'utilizzo della bicicletta per i tratti inferiori ai 4 km (andata-ritorno), con un incremento del modal shift al 10%. Inoltre, questo è accompagnato da una sostanziale infrastrutturazione del territorio per permettere la più vasta ciclopeditonalità ed una migliore connessione tra i diversi sistemi di mobilità pubblico-privati e si riconsidera il modello di sviluppo territoriale anche nei riguardi di una sua specializzazione così da incidere sulla distanza media casa lavoro, stimolando quartieri misti residenziali-commerciali-industriali.

Solo questa prima azione permetterà una riduzione di 1.5% delle emissioni di CO₂ complessive del Tren-

tino.

Sulla base dei risultati a questo punto conseguiti in termini di decremento dei consumi energetici necessari per spostarsi, lo scenario definisce una penetrazione della mobilità elettrica, prevalentemente per i mezzi leggeri, e una sperimentazione della mobilità ad idrogeno, per una quota dei mezzi pesanti, e di captive fleets destinate al trasporto pubblico locale e ai mezzi di enti locali. L'analisi considera comunque la permanenza al 2030 di una coda di mezzi ancora a motore endotermico, i quali indubbiamente saranno presenti, ma che comunque avranno efficienze (in termini di resa e di attenzione alle emissioni) via via più alte.

Nei riguardi della mobilità elettrica, grazie ad una capillare infrastrutturazione del territorio trentino con ulteriori circa 280 punti di ricarica in modalità veloce (> 22 kW) e ultra veloce (> 50 kW) lo scenario "di sviluppo accelerato" prevede di raggiungere la circolazione di circa 50.000 mezzi elettrici e ibridi.

Assumendo una progressiva riduzione del valore medio di emissione di CO₂ per chilometro tra un valore di 140 g/km al 2020 fino a 60 g/km al 2030 e ipotizzando una rottamazione progressiva della auto più inquinanti ICE con sostituzione di veicoli PHEV e BEV ed un miglioramento dell'efficienza dei motori ICE, questo sostanziale incremento degli spostamenti con mezzi a batteria elettrica (o ibridi) permette di raggiungere riduzioni delle emissioni climateranti di circa 2/3 rispetto a quelle del 2016, anno di riferimento di questo Piano.

Seppur gli investimenti in gioco siano significativi si evidenzia l'intervento normativo a livello europeo nei riguardi dei fattori di inquinamento delle auto e la conseguente evoluzione dell'offerta di veicoli elettrici e dei suoi componenti chiave, così come le batterie, con una riduzione dei costi, dovuta ad un consolidamento dei processi produttivi su larga scala, ed il superamento di problemi di sicurezza legati alla gestione del calore. Tuttavia, le condizioni al contorno create dai policy maker, a livello statale e provinciale (specialmente in termini di supporto economico), e dagli operatori (leggasi in primis sviluppo ulteriore dell'offerta di veicoli e dell'infrastruttura di ricarica ad accesso pubblico) daranno un contributo rilevante allo sviluppo del mercato ed al raggiungimento degli obiettivi per lo scenario "di sviluppo accelerato" della mobilità elettrica.

In merito all'idrogeno, che sta godendo di un'attenzione rinnovata e in rapida crescita in Europa come elemento significativo per raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 ed il taglio alle emissioni di almeno il 55% al 2030, le indagini svolte individuano una quota sperimentale di un suo utilizzo per i trasporti,

pesanti, pubblici e captive fleets anche di enti locali, con un sito di produzione (da verificare) e distribuzione in Trentino, in ragione dell'individuazione come prioritario del corridoio dell'idrogeno lungo l'asse del Brennero. Questo progetto si inserisce all'interno del Masterplan H2 Euregio elaborato di concerto con Alto Adige e Tirolo a seguito della delibera n.1/2020 del GECT.

Lo scenario complessivo sulla mobilità qui riportato si attua attraverso un ampio spettro di misure a supporto di modifiche non solo di tipo tecnologico - l'abbandono dei mezzi a motore endotermico - ma piuttosto di tipo organizzativo e comportamentale, senza dimenticare i necessari riflessi in termini di pianificazione territoriale ed urbana e le relative infrastrutture.

Il più sostenibile ed integrato mix energetico per il Trentino

4. Incremento e differenziazione della produzione energetica da fonti rinnovabili

La quota di fonti di energia rinnovabile (FER) aumenta sostanzialmente in tutti gli scenari considerati, raggiungendo almeno il 48.2% del consumo finale lordo di energia nel 2030, con un aumento al 39% rispetto al livello attuale intorno al 34.8%. La quota di FER nel consumo di elettricità incrementa ed include un significativo accumulo di energia elettrica per adattarsi a vari RES anche in periodi di bassa domanda. Al centro vi è la definizione del più sostenibile mix energetico per il Trentino, dallo sviluppo tecnologico alla produzione e distribuzione di massa, dalla piccola alla più grande scala, integrando fonti locali e più remote, da quelle sovvenzionate a quelle competitive con declinazioni diverse per ogni territorio vallivo.

È necessario investire in nuove tecnologie rinnovabili ma è analogamente necessario migliorare quelle esistenti e già installate così da spostare il consumo di energia verso fonti a basse emissioni di carbonio, prodotte localmente (comprese pompe di calore e accumulatori) e rinnovabili. Va altresì mantenuta una costante attenzione alle matrici ambientali quali l'acqua e l'aria, prendendo anche in considerazione quelle che saranno le modificazioni degli indicatori dettate dai cambiamenti climatici.

Lo scenario inerente la valorizzazione energetica della biomassa legnosa mostra il tendenziale mantenimento in termini quantitativi della produzione di energia termica da questa fonte rinnovabile, che copre il 24% dei fabbisogni termici, come somma del calore prodotto da impianti domestici ed impianti centralizzati, come i teleriscaldamenti. Tale scenario prevede

un miglioramento della qualità dell'aria, un uso più significativo della materia prima locale e un potenziamento delle filiere di approvvigionamento cosiddette "corte" come risultato del confronto tra domanda e offerta di biomassa legnosa trentina. Il tutto analizzato indipendentemente dalle significative variazioni entrate in gioco a seguito dell'evento estremo VAIA e dall'insorgenza di danni secondari, principalmente dovuti alle infestazioni di *Ips typographus* (c.d. bostrico tipografo).

In dettaglio, l'analisi evidenzia un significativo ruolo nell'efficientamento della produzione energetica con interventi di ottimizzazione delle centrali di teleriscaldamento esistenti, in termini di ampliamento di reti, saturazione e revamping di centrali, in aree non metanizzate o in territori che, per loro specifiche caratteristiche, risulti efficace la relazione con il metano. Contestualmente viene valutato il rinnovo degli apparecchi domestici di combustione della legna con analoghi che rispettino i migliori standard emissivi con classificazione ambientali (DM 186/2017) o l'inclusione delle utenze domestiche in reti di teleriscaldamento esistenti, nonché di individuazione di nuovi ambiti di applicazione nel settore industriale. Inoltre le proiezioni considerano la costituzione di comunità energetiche, in accordo a quanto stabilito dalla legge provinciale n.9/2020 all'art.26, che abbiano nell'impianto di teleriscaldamento uno degli elementi fattuali di autoproduzione di energia da fonti rinnovabili.

Dal lato dell'offerta di biomassa legnosa è stato analizzato il potenziale impatto generale sul settore di un incremento dell'utilizzo di prodotto trentino grazie ad una migliore strutturazione dell'intera filiera di produzione, dalla creazione di una rete infrastrutturale viaria forestale capillare ed efficiente accompagnata da una logistica efficiente e moderna fino al supportare l'utilizzo di certificazioni di qualità e innovazione delle forme di vendita per la valorizzazione della produzione di cippato bianco sul mercato delle piccole e medie utenze promuovendo indirettamente l'utilizzo da parte delle grandi centrali a biomasse del cippato forestale rimanente.

Le analisi effettuate sulla produzione teorica potenziale di CH₄ delineano uno scenario "cautelativo" ed uno scenario "spinto" con l'individuazione di ulteriori impianti di biogas, rispetto a quelli esistenti, e impianti di raffinazione, suddivisi per comunità di valle in relazione alla consistenza, in parte teorica, della molecola nelle varie matrici, quali reflui zootecnici, fanghi da depurazione delle acque, rifiuti e scarti agroalimentari non stagionali, scarti da distillerie e rifiuti e scarti agroalimentari stagionali. Gli scenari ipotizzati distinguono fra possibilità di soluzioni di upgrading e quelle di cogenerazione da biogas, in quanto le taglie

minime disponibili per le due tecnologie sono differenti. Da un minimo di 9 impianti di cogenerazione a biogas con taglie da 50 a 100 kW_{el} nella previsione cautelativa si passa a 4 impianti di CH₄ da 50 Nm³/h e 8 impianti di biogas, alcuni di tagli anche superiore a 150 kW_{el}, nella previsione “spinta”. Quest’ultima soluzione introduce quindi la possibilità di dotare il territorio trentino di piattaforme tecnologiche atte alla raffinazione del biogas e suo upgrading in CH₄ per successiva immissione nella rete di distribuzione del gas naturale, contribuendo, con questa miscelazione, ad una sua decarbonizzazione. Si rammenta che la realizzabilità di questi scenari e di tali impianti dipenderà da ulteriori fattori economico-impiantistici che saranno necessariamente oggetto di un piano di lavoro dedicato riguardante il 2030, con la principale finalità di chiusura dei cicli agronomici, integrazione tra le filiere e stimolo all’economia circolare, con larghe misure atte ad informare e formare gli operatori nel merito di questa ulteriore opportunità di valorizzazione. È inoltre da tenere in stretta considerazione l’apporto possibile del biometano per autotrazione, come ulteriore chance di decarbonizzazione del settore dei trasporti.

Si fa inoltre presente che allo stato attuale è in fase di valutazione la possibilità di nuovo apporto di biometano e/o idrogeno verde dal trattamento di syngas proveniente da possibili futuri trattamenti dei rifiuti.

L’apporto delle pompe di calore, anche associate ad accumuli, e abbinate ad altre fonti rinnovabili, è stato largamente sviluppato ed evidenziato dallo scenario specifico, discusso al punto 1, mentre il ruolo della produzione di energia elettrica da pannelli fotovoltaici, soprattutto volta all’autoconsumo sarà approfondita al punto 5.

Per quanto riguarda la risorsa eolica, nell’ambito del progetto “Atlante Climatico del Trentino”, promosso dall’Osservatorio Trentino sul Clima e finanziato tramite il Fondo per il cambiamento climatico della Provincia Autonoma di Trento, sono state realizzate le mappe della velocità del vento e dei parametri di scala e di forma della distribuzione di Weibull, facenti parte dell’Atlante eolico 2004-2013. Sulla base di tale lavoro e delle sperimentazioni già attuate sul territorio provinciale, non si reputa che tale risorsa possa incidere significativamente nel mix energetico provinciale.

I supporti agli investimenti a scala provinciale in futuro, per quote crescenti di energie rinnovabili, devono diventare più efficienti, creare economie di scala, portare a una maggiore integrazione del mercato e di conseguenza a un approccio più sovralocale e, al tempo stesso, favorire e supportare la produzione distribuita in un’ottica di autoconsumo sempre più marcata.

5. Produzione idroelettrica: riassegnazione delle concessioni di grande derivazione d’acqua a scopo idroelettrico

La produzione idroelettrica trentina da sola supera il fabbisogno provinciale di energia elettrica.

La distribuzione sotto il profilo amministrativo in base alla potenza nominale media annua delle concessioni presenti in provincia di Trento all’anno 2020, vede l’86% della potenza attribuibile alle grandi centrali di produzione idroelettrica.

Si è pertanto ritenuto prioritario focalizzare l’analisi su quegli impianti che fanno riferimento alle concessioni da riassegnare, secondo la disciplina prevista dalla Legge provinciale 6 marzo 1998, n. 4 per come modificata dalla L.P. del 21 ottobre 2020, n. 9.

Ai fini dello studio del presente Piano, viste la scadenza delle concessioni e i possibili slittamenti per l’allineamento alla disciplina nazionale, è possibile prevedere due fasi distinte all’interno del decennio di interesse:

- 1^a fase: 2021-2025: attuale regime di produzione
- 2^a fase: 2025-2030: nuovo regime di produzione

Nell’ambito dei criteri fissati dalla predetta legge provinciale per l’assegnazione della concessione è prevista anche una specifica premialità per effettuare, nei primi 5 anni della concessione, gli investimenti che consentano un aumento della produttività e dell’efficienza.

Visti i 5 anni dati a disposizione per la messa a punto degli interventi previsti, è plausibile ritenere che al 2030, corrispondente all’orizzonte temporale del presente Piano, non vi siano sensibili modifiche dovute a questo fattore.

Sono stati inoltre considerati i possibili effetti dei cambiamenti climatici concludendo che al 2030 non vi saranno significative riduzioni sul quantitativo annuale dei deflussi. Potrebbero invece osservarsi variazioni su base sub-annuale, tali da comportare la necessità di una differente gestione dei serbatoi, che non dovrebbero tuttavia incidere sulla produzione idroelettrica complessiva. Nel periodo 2030-2050 gli scenari climatologici mostrano delle probabili riduzioni relative alle portate derivabili, che saranno oggetto di successive analisi. Tali variazioni potrebbero essere tuttavia compensate dagli interventi dei concessionari, che come specificato si stima entreranno in funzione verso la fine del decennio 2021-2030.

Da ultimo sono state considerate le dinamiche legate agli usi prevalenti e usi concorrenti, i quali si valuta possano influire al 2030 con una riduzione complessiva

della disponibilità idrica a scopo idroelettrico fino al 2%. Saranno inoltre oggetto di monitoraggio le misure derivanti dall'aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque, in merito al quale ad oggi non è possibile prevedere come influiranno sulle portate derivabili.

A seguito di queste considerazioni, si è concluso che nel decennio 2021-2030 è possibile mantenere una sostanziale invarianza del livello attuale di produzione da idroelettrico, bilanciando da un lato l'efficiamento degli impianti in fase di rinnovo, e dall'altra le possibili prescrizioni in termini di portate non utilizzabili (Deflusso Ecologico) o di usi concorrenti da privilegiare, come risultato delle Valutazioni di Impatto Ambientale.

6. Incrementare la generazione distribuita di energia da fonti rinnovabili, l'autoconsumo e la gestione "intelligente" dei flussi energetici in edifici ed in comunità energetiche

L'evoluzione del sistema elettrico già in atto vedrà nel prossimo decennio un ulteriore ampliamento dovuto a diversi fattori, tra cui l'incremento della generazione distribuita da fonti rinnovabili e la crescente elettrificazione dei consumi. La decentralizzazione del sistema elettrico e la generazione di calore aumentano grazie a una maggiore produzione rinnovabile distribuita ed ad una più intelligente gestione dei flussi energetici.

Nel nuovo sistema energetico al 2030, deve emergere una nuova configurazione di sistemi decentralizzati che consentano la creazione di network locali non gerarchici e competitivi, con un aumento dell'autonomia. Ciò favorisce una maggiore possibilità di scelta in termini di soluzioni più adatte alle esigenze territoriali, tali da promuovere una maggiore e più consapevole partecipazione dei cittadini all'attuale evoluzione dello scenario energetico nazionale.

In vista del prossimo recepimento delle Direttive RED II e IEM nella normativa nazionale, sul territorio trentino sarà promossa la nascita delle comunità energetiche, come previsto da art. 18bis della L.P. 20/2012, indagando sia la potenzialità di autoproduzione, in particolar modo da tutte le fonti rinnovabili disponibili localmente in Trentino, e autoconsumo dalle diverse tipologie di utenti, sia la gestione intelligente delle reti, in forza anche di quanto previsto nella legge provinciale sul rinnovo delle concessioni idroelettriche con potenza inferiore ai 3 MW, cioè l'esclusione dalle procedure comparative per il rinnovo delle concessioni alle fattispecie ascrivibili alle comunità energetiche.

A livello territoriale, azioni sugli strumenti normativi e di pianificazione urbanistica, permetteranno la realizzazione di interventi di riqualificazione urbana im-

portanti, che grazie anche all'apporto di premialità realizzano sistemi di autoproduzione e consumo di quartiere. Interventi quali lottizzazioni su aree dismesse o riqualificazione di aree degradate si risolvono in interventi di alta qualità architettonica ed urbana, paesaggistica ed energetica.

La Provincia continuerà a svolgere attività di studio multidisciplinare per promuovere l'implementazione di progetti, considerando la dimensione economica, quella ambientale e quella sociale, sia per i soggetti coinvolti sia per il sistema nel suo complesso, con la volontà di andare oltre l'attuale quadro normativo e regolatorio, che si considera come transitorio e sperimentale.

Un quadro via via più definito delle modalità di approccio e di applicazione sarà ottenuto attraverso sperimentazioni pilota. In particolare saranno supportate sperimentazioni, anche grazie a collaborazioni tecnico-scientifiche con enti di ricerca di chiara fama, sulla riqualificazione di aree urbane in città (per favorire lo sviluppo di distretti urbani positivi, anche collegati al sistema della mobilità elettrica), su aree urbane di valle che si articolano in parte su aree artigianali e in parte su aree residenziali (per ottimizzare la produzione e l'autoconsumo anche sfruttando le superfici più estese dei capannoni) e anche in piccoli contesti montani dove un borgo/frazione diviene comunità energetica con autoconsumo (applicato oltre alle utenze private anche ai beni collettivi di proprietà pubblica), interessando anche gli edifici tradizionali ricadenti in centro storico.

Tali sperimentazioni porteranno ad indirizzi legislativi e normativi oltre a buone pratiche utili a dare impulso alla nascita di analoghe esperienze sul territorio provinciale, oltre che ad una responsabilizzazione diretta delle utenze relativa all'uso dell'energia elettrica.

Lo scenario presentato in questo Piano è centrato sull'analisi di configurazioni ad oggi possibili secondo la Legge n. 8 che converte in legge il D.L. n. 162 del 30 dicembre 2019 (noto anche come Decreto Milleproroghe), cioè, in estrema sintesi gli impianti di produzione, da fonti rinnovabili, abbiano complessivamente una potenza non superiore ai 200 kW e siano connessi alla rete elettrica di bassa tensione, attraverso la medesima cabina di trasformazione MT/BT (cabina secondaria).

Lo studio svolto ha analizzato diversi scenari di consumo in presenza di un impianto solare fotovoltaico: il caso di un edificio in assenza di una comunità energetica, quello nel quale è prevista una condivisione a livello condominiale e da ultimo quello con una condivisione dell'energia tra più edifici.

Ne emerge che, per una singola utenza, diventa problematico l'autoconsumo di una frazione superiore al

50% dell'energia autoprodotta da fonte fotovoltaica utilizzata per alimentare gli impianti di riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria, impianti che più facilmente si prestano, mediante l'impiego di serbatoi di accumulo, a gestire lo sfasamento tra disponibilità ed utilizzo. La quota risulta inoltre sensibilmente maggiore se vengono considerati anche i consumi per gli elettrodomestici che sono tipicamente concentrati nelle prime ore del mattino e nel tardo pomeriggio.

L'analisi preliminare condotta ha mostrato i benefici ottenibili qualora la quota residua di energia elettrica venga scambiata con altre utenze domestiche. I risultati mostrano come l'autoconsumo possa essere aumentato mediamente del 3% se lo scambio avviene a livello condominiale o del 6% se lo scambio avviene a livello di distretto e coinvolge edifici con caratteristiche costruttive diverse. Questi benefici possono essere ulteriormente incrementati qualora vengano ottimizzati i funzionamenti dei grandi elettrodomestici. Va infine rimarcato come in assenza di accumulo elettrico diretto (ovvero batterie) può assumere un notevole impatto la ricarica dei veicoli elettrici.

I risultati mostrano dei potenziali vantaggi, anche nel contesto della Provincia Autonoma di Trento, dalla formazione di Comunità di Energia Rinnovabile, in particolare nel contesto degli edifici: queste, infatti, consentirebbero di condividere localmente l'energia elettrica e/o termica offrendo maggiori possibilità da un lato di adattare i carichi dovuti all'utenza alla disponibilità di energia da rinnovabili e dall'altro di realizzare sistemi di stoccaggio che sfruttino serbatoi di accumulo, la capacità termica degli edifici ed eventualmente batterie.

7. Metanizzazione delle aree occidentali del Trentino

Ad oggi, una parte importante del territorio occidentale della Provincia è ancora sprovvista del servizio pubblico di distribuzione del gas naturale attuato tramite rete interconnessa al sistema nazionale di gasdotti. Altri comuni, specie nella parte orientale, sono sprovvisti del servizio per aver operato scelte diverse per l'approvvigionamento energetico ovvero a causa dell'impossibilità (data dalla normativa) di affidare il servizio ad un gestore qualificato.

In via generale, la scelta di fondo che accompagna questo ciclo di pianificazione è quella di tracciare la programmazione del servizio di distribuzione del gas naturale nel territorio trentino su un orizzonte temporale di lungo periodo (50 anni). Tale scelta è effettuata, in primis, al fine di assicurare un sistema sicuro e re-

siliente per l'approvvigionamento di fonte energetica, benché di origine fossile, a favore delle utenze finali in tutto il territorio provinciale. Infatti, l'estensione del servizio gas a rete va inquadrata come una possibilità di aumentare i servizi pubblici organizzati per gli utenti nelle vallate del territorio e darà la possibilità agli utenti di accedere ad un mercato dei servizi di vendita più concorrenziale per l'approvvigionamento di energia. In secundis, l'estensione prefigura la completa sostituzione delle attuali fonti, quali gasolio, GPL e BTZ, che risultano ancora impattanti, sotto il profilo delle emissioni climalteranti ed inquinanti. Inoltre, l'estensione della rete di distribuzione del gas metano non esclude l'impegno verso una drastica riduzione dei consumi energetici del settore civile ed industriale attraverso azioni incisive di efficientamento degli stessi. Da ultimo, la posa di reti energetiche tecnologicamente evolute permetterà la miscelazione del gas metano con fluidi prodotti da fonti rinnovabili come l'idrogeno verde ed il biometano, supportando la decarbonizzazione verso una sempre più ampia platea di utenti finali.

L'estensione sarà attuata dall'operatore, scelto con gara pubblica, al quale verrà affidato il servizio di distribuzione per l'intero ambito provinciale, con durata di 12 anni, così come previsto dall'art. 39 della L.P. n. 20/2012 che costruirà le nuove reti di distribuzione del gas, oltre a gestire quelle esistenti nei comuni metanizzati, impiegando capitali propri la cui remunerazione sarà assicurata dal sistema tariffario nazionale. Le aree del trentino occidentale che hanno espresso un interesse nell'estensione del servizio di distribuzione del gas sono:

- Val Rendena (Porte Rendena, Pelugo, Spiazzo, Bocenago, Caderzone Terme, Carisolo, Giustino, Massimeno, Strembo, Pinzolo), per circa complessivi 3800 pdr potenziali;
- Giudicarie Esteriori (Bleggio Superiore, Comano Terme, San Lorenzo Dorsino, Stenico, Fivè), per circa complessivi 2600 pdr potenziali
- Val di Sole (Caldes, Cavizzana, Commezzadura, Croviana, Dimaro Folgarida, Malé, Mezzana, Ossana, Peio, Pellizzano, Rabbi, Terzolas, Vermiglio), per circa 4800 pdr potenziali;
- la terza sponda della Val di Non (Cis, Livo, Bresimo, Novella), per circa 1500 pdr potenziali.

Il medesimo interesse è stato espresso dai Comuni di Molveno, Castel Condino, Canazei, Cavalese (frazione Masi), Cimone, Garniga, Drena, Ronchi Valsugana, S. Orsola Terme, Sfruz, che interessano circa altri 2800 punti di riconsegna (pdr). Inoltre alcuni comuni, per i quali è in atto un servizio per la distribuzione e la vendita di gas mediante reti in isola alimentate a GNL o GPL, hanno espresso l'esigenza di intercon-

nessione al sistema delle reti del gas naturale.

Per valutare la fattibilità di estendere il servizio di distribuzione del gas naturale in tali realtà si è operato valutando tre aspetti essenziali:

1. l'analisi di compatibilità del potenziale consumo di gas naturale e numero di utenti potenzialmente interessati dal servizio, con gli obiettivi di decarbonizzazione, al 2030 e al 2050, in base alla vigente legge provinciale n. 17/2013;
2. l'analisi dei potenziali utenti finali servibili con il potenziamento delle esistenti reti di teleriscaldamento a biomassa prefiggendosi l'obiettivo di privilegiare il servizio dispensato da tali reti rispetto a implementare soluzioni che prevedono la costruzione di nuove reti per la fornitura di gas naturale, questo anche ai fini di rispettare le indicazioni di cui all'art. 9, comma 3 del D.M. n. 226/2011;
3. l'analisi delle condizioni di fattibilità tecnico-economica per l'estensione del servizio di distribuzione, tenuto conto delle regole dettate dall'A-RERA per l'ammissibilità degli investimenti per la costruzione e la gestione delle nuove reti sia di distribuzione che di trasporto del gas. L'analisi tiene conto della proposta di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale nel territorio occidentale del Trentino, indicata nei Piani di sviluppo decennali della rete di trasporto, benché la loro approvazione non sia ancora avvenuta.

Per il primo aspetto, in questo Piano più estensivamente presentato, è stato analizzato quanto ci si aspetta sia modificato verso la fine del decennio di competenza 2021-2030, anche in maniera sostanziale, il mix di approvvigionamento energetico del Trentino con l'ampliamento del servizio del gas metano, così da soddisfare gli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti al 2030 ed al 2050. Questa analisi rappresenta quindi la base conoscitiva necessaria per definire i termini pianificatori e di mitigazione delle emissioni climalteranti dell'estensione della rete del gas naturale. Essa di fatto ha considerato, sebbene con tempistiche differenti, l'ipotesi prevalente di penetrazione del gas naturale all'interno del territorio trentino nelle zone attualmente non metanizzate; questa scelta ha alla base una stretta integrazione con l'utilizzo della biomassa legnosa.

L'analisi energetica mostra come sia perseguibile l'estensione del servizio di distribuzione del gas, conseguendo, al tempo stesso, le riduzioni delle emissioni climalteranti previste al 2030 sulla base di quattro ipotesi:

valorizzazione energetica della biomassa legnosa in quei territori dove sono già presenti centrali di teleriscaldamento e dove efficace l'impiego di tale fonte rinnovabile per la produzione energetica in ragio-

ne delle peculiarità territoriali, saturando la capacità produttiva delle centrali e completando l'infittimento della rete di teleriscaldamento, eventualmente procedendo a revamping delle centrali ed ad ampliamenti della rete a nuove aree;

eliminazione, ove sarà disponibile il gas naturale, dei prodotti petroliferi per riscaldamento come gasolio e GPL;

congruo utilizzo di tecnologie di condizionamento invernale ed estivo, come le pompe di calore in ragione dei risultati dello scenario specifico, di cui al punto 1; la stima utenze gas (PDR) parametrata in funzione del grado reale di penetrazione della rete di distribuzione gas e conseguentemente del livello di attivazione delle nuove utenze gas naturale.

I risultati dell'analisi energetica confermano la bontà di incrementare le utenze alimentate a gas naturale collegate all'estensione prevista della rete di metano alle zone interessate del trentino occidentale a condizione che il gas naturale distribuito nell'intero territorio Trentino sia miscelato con una percentuale di idrogeno tra il 4 % ed il 5% nella rete di distribuzione; ciò per mantenere il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti al 2030. Le evidenze scientifiche e le sperimentazioni in essere mostrano che, per queste percentuali di miscelazione, le caratteristiche tecniche della rete sono già adeguate, così come i terminali impiantistici degli utenti finali.

Per il secondo aspetto, all'interno degli studi effettuati circa la compatibilità di estendere il servizio nei comuni non metanizzati è stato tenuto in debita considerazione la presenza di reti di teleriscaldamento (esistenti, in progetto o potenziali). Le relazioni di verifica di possibile compresenza o prevalenza tra rete di teleriscaldamento, in particolare a biomassa legnosa, e rete di distribuzione del gas metano, hanno preso spunto nell'analisi sul territorio dalle prestazioni energetiche, economico-finanziarie e modalità di conduzione attuali delle centrali e reti di teleriscaldamento e dal loro potenziale ottimizzazione ed espandibilità sia in termini di saturazione della rete esistente di teleriscaldamento sia in termini di ampliamento della rete, anche con revamping della caldaia, al fine di aumentare il numero delle utenze allacciate. Infatti, anche ai fini di rispettare le indicazioni di cui all'art. 9, comma 3 del D.M. n. 226/2011, che prevede, di fatto, l'impossibilità di sovrapposizione di infrastrutture energetiche, al momento della strutturazione dell'ipotesi dello schema di rete per il servizio di distribuzione del gas, le possibili utenze alimentabili con il teleriscaldamento sono state escluse dal novero della rete gas. Tali valutazioni sono state eseguite in coordinamento con i Comuni. Per il terzo aspetto, in base al grado di estensione del servizio di distribuzione nel territorio

provinciale, gli aspetti di fattibilità dello sviluppo della rete di distribuzione e quelli dello sviluppo della rete del trasporto appaiono interrelati, specie con riferimento alla parte occidentale del territorio.

La Stazione Appaltante, considerando la fattibilità degli interventi proposti dai comuni, ha effettuato valutazioni ricercando le condizioni per la sostenibilità di un servizio pubblico diffuso omogeneamente in un territorio. La stazione appaltante ha condotto le valutazioni redigendo le analisi costi benefici (ACB) secondo le Linee guida previste dalla predetta delibera 570/2019/R/GAS che recepisce il documento approvato con delibera 410/2019/R/GAS. Le assunzioni adottate sono state le seguenti:

- sono state escluse le utenze servibili da reti di teleriscaldamento a biomassa secondo quanto indicato nel capitolo 8, relativo alla valorizzazione della biomassa legnosa a fini energetici;
- gli interventi di estensione richiesti sono stati strutturati nella logica stand-alone, espressamente richiesta nella delibera ARERA 570/2019/R/GAS che recepisce il documento approvato con delibera 410/2019/R/GAS: il perimetro di analisi con cui è stato verificato ciascun intervento è coinciso per i singoli comuni al territorio comunale, mentre è stato sviluppato un sistema aggregato per i comuni delle vallate completamente sprovviste del servizio (metanizzazione di vallata).
- sono state sviluppati simulazioni di piani industriali di fattibilità considerando sviluppo di tubazioni dorsali idonee ad alimentare singoli impianti di distribuzione negli abitati, considerando le proposte di sviluppo della rete di trasporto regionale indicati nei piani di sviluppo decennali, piuttosto che ipotesi realizzative attuate direttamente da un possibile distributore industrialmente ben organizzato;
- le valutazioni degli interventi proposti nei comuni in zona climatica E sono state condotte redigendo specifiche analisi costo beneficio, sia lato utente sia lato gestore, secondo le Linee guida previste dalla predetta delibera 570/2019/R/GAS che recepisce il documento approvato con delibera 410/2019/R/GAS;

- gli interventi proposti dai comuni montani in zona climatica F (la maggior parte dei territori), alla luce di quanto disposto dall'art. 23, comma 4 bis del d.lgs. n. 164/2000¹, sono state strutturate analizzando la sostenibilità dei costi lato gestore, simulando un piano industriale contraddistinto da indici finanziari adeguati rispetto alla soglia di anomalia di cui al DM n. 226/2011 e implementato in base ad un cronoprogramma di esecuzione degli interventi caratterizzato da un importante impegno organizzativo e produttivo soprattutto con riferimento alle vallate.

Le simulazioni condotte mostrano che gli interventi di costruzione della nuova rete di distribuzione nei territori occidentali, da indicare nel bando di gara assicurando l'equilibrio economico e finanziario da parte del gestore, restano condizionate dal livello di penetrazione, e dalle relative tempistiche, delle dorsali di trasporto del gas nei territori vallivi proposti nei piani decennali di trasporto del gas. A seconda che vengano sviluppate dette dorsali in tempi congrui con le tempistiche previste dalla durata della prossima concessione d'ambito, ovvero se si ipotizzano semplici estensioni delle esistenti tubazioni appartenenti alle reti di distribuzione, si originano effetti molto differenti, per la fattibilità di costruzione di reti di distribuzione nei singoli abitati. In via generale le analisi effettuate dimostrano che:

- in tutti i casi considerati, gli interventi di nuova metanizzazione sono caratterizzati dal parametro di riferimento (m/pdr) superiore alla soglia di 25;
- la maggior parte degli interventi di estensione e nuova metanizzazione ricadono in comuni montani in zona climatica F e sono stati considerati efficienti e valutati positivamente per i consumatori;
- nei comuni non metanizzati considerati singolarmente e negli aggregati vallivi (metanizzazione di vallata) sussistono indici positivi per la sostenibilità lato gestore a condizione che il servizio di distribuzione venga esteso all'intero ammasso delle utenze previste e vi siano le condizioni per poter costruire la maggior parte delle reti di distribuzione nella prima metà del periodo della con-

¹ Il comma 4 bis, introdotto nell'art. 23 del d.lgs. 164/2000 con l'entrata in vigore della legge 17 luglio 2020, n. 77 di conversione del D.L. n. 34/2020, ha chiarito, da un lato, che il servizio di distribuzione del gas naturale sia automaticamente riconosciuto come beneficio per l'utente finale e, dall'altro, quale agevolazione per i Comuni montani da metanizzare appartenenti alla zona climatica "F" (come quelli interessati nella zona occidentale del Trentino), che il costo sostenuto dal gestore per la costruzione di nuove reti del gas venga integralmente riconosciuto dal sistema tariffario

cessione d'ambito; tali interventi si configurano come estensioni il cui costo è ritenuto ammissibile dall'ARERA.

- per quanto riguarda i comuni metanizzati, alcune delle estensioni richieste rientrano nelle Condizioni Minime di Sviluppo e pertanto sono obbligatorie, altre rientrano negli interventi facoltativi e la remunerazione sarà assicurata dal sistema tariffario. Rileva però che alcuni interventi, ricadenti nei comuni in zona climatica E, non risultando positive in termini di analisi costi benefici lato utente, e quindi non potranno essere inseriti in tariffazione da parte dell'ARERA.

Le linee di analisi sopra evidenziate confermano la possibilità di estensione del servizio di distribuzione ai comuni che ne hanno fatto richiesta con alcune eccezioni esemplificate nel capitolo dedicato, in cui si evincono gli specifici dettagli.

8. L'idrogeno verde in Trentino al 2030

Il Trentino si propone di elaborare una propria roadmap nei riguardi dell'idrogeno verde, nel rispetto di un quadro europeo e nazionale ma con una specifica declinazione provinciale e azioni ad alto carattere di flessibilità, in ordine a contribuire alla neutralità climatica al 2050.

In ragione del traguardo temporale di questo Piano Energetico Ambientale Provinciale, 2021-2030, delle sperimentazioni in corso in Italia ed Europa e delle relative grandezze economiche in gioco, nonché delle evidenze scientifiche, si considera al 2030 come elemento trainante per la contestualizzazione degli usi finali dell'idrogeno verde in Trentino la decarbonizzazione del gas naturale per la rete e come elementi sperimentali il settore dei trasporti, prevalentemente pesanti e captive fleets, e quello dell'industria.

Lo scenario, così come le varie opzioni, necessitano, a valle del Piano Energetico Ambientale Provinciale, di approfondimenti di tipo energetico-ambientali atti ad analizzare l'operazione nel suo complesso in termini di bilancio di emissioni climalteranti e in ottica di più efficace valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili trentine, nonché valutazioni economiche. A questo proposito si promuovono azioni coordinate territoriali in progetti di ricerca ed innovazione a diretta ricaduta sul territorio provinciale, anche nel breve-medio periodo, così come si intende incentivare gli investimenti privati, tra l'altro, attraverso le istituzioni finanziarie, i fondi e gli strumenti esistenti dell'UE, come la Banca europea per gli investimenti, il Piano per gli investimenti in Europa sostenibile, il Fondo per

l'innovazione, i Fondi strutturali e di investimento europei e il Connecting Europe Facility, nonché attraverso la progettazione di strumenti innovativi.

Linee strategiche orizzontali

9. Pianificazione urbana e gestione attenta dell'ambiente costruito come fattore chiave della sua performance energetica e della sua capacità di essere resiliente agli effetti del cambiamento climatico

Questo scenario, a differenza di quelli inerenti applicazioni tecnologiche volte alla riduzione dei consumi energetici e alla produzione energetica da fonti rinnovabili, dimostra la possibile integrazione tra le diverse politiche pubbliche volte al miglioramento dell'ambiente urbano e territoriale. In questo caso i risultati non sono solo quantitativi, seppur sia evidente in letteratura quale sia il ruolo della progettazione urbana e della pianificazione territoriale per potenziare gli sforzi sui singoli elementi dei settori di riferimento: edifici, industrie e il trasporto (infrastrutture e modalità).

Lo scenario mette in luce e propone, le implicazioni della pianificazione urbanistica come impegno nei confronti dell'efficienza energetica, agendo attraverso la forma e le funzioni degli insediamenti, e della produzione di energia da fonti rinnovabili, nonché della mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici. Attraverso l'individuazione di modifiche e revisioni a strumenti urbanistici e normativi viene tracciato un quadro dei differenti percorsi verso tali obiettivi, facendo leva sulle esperienze innovative, che riflettono il dibattito in corso a livello internazionale.

Il presupposto per il raggiungimento degli obiettivi di una migliore performance energetica e ambientale è rappresentato dall'integrazione delle politiche urbane e dei diversi strumenti a disposizione delle pubbliche amministrazioni. In particolare si rende necessario adeguare gli standard a fronte dell'urgenza climatica, rendendo prescrittive scelte in termini di mitigazione al cambiamento climatico sinora declinate alla scelta volontaria di chi effettua l'intervento, alzando lo standard per gli interventi soggetti a premialità.

Al riguardo, si specifica che in merito al patrimonio costruito, si deve lavorare per ridurre al minimo i vincoli relativi alla riqualificazione energetica - anche fornendo strumenti operativi standard per rispondere alle esigenze puntuali - e quelli relativi al posizionamento di impianti tecnologici atti alla produzione da fonti rinnovabili attraverso attente valutazioni e indicazioni che tengano conto anche dell'impatto paesaggistico e architettonico-urbano. A livello territoriale la pianificazione urbanistica si pone l'obiettivo di tener conto

in particolar modo della riduzione del consumo di suolo e di un nuovo approccio alla mobilità, attraverso una adeguata zonizzazione delle aree o una ampia integrazione al sistema di trasporto pubblico locale. Energeticamente si deve rispondere alla necessità che tutti gli edifici abbiano adeguata radiazione solare (diritto al sole) ma si deve anche favorire sin da subito l'integrazione di sistemi energetici, attraverso la creazione di distretti energetici che consumino e si alimentino da autoproduzione in maniera razionale e sostenibile.

Alla scala locale, diventa inoltre strategica la possibilità che il piano regolatore generale contenga al suo interno azioni di lotta ai cambiamenti climatici, integrandolo con quanto attualmente afferente a strumenti settoriali e talvolta volontari come piani clima, PAES, PAESC e piani energetici. In analogia, e per tematiche di più ampio respiro, i Piani Territoriali delle Comunità possono essere portatori di istanze finalizzate al clima e alla produzione di energia. In generale lo scopo è quello di portare queste questioni all'interno degli strumenti ordinari al fine di rendere in questo modo più efficace l'applicazione di quanto pianificato.

Si tratta di una sfida culturale, tecnica e amministrativa di non poco conto, ma in tale direzione sono le soluzioni proposte che fanno emergere un quadro più dinamico rispetto a quello usualmente tracciato, nel quale le questioni energetiche si confrontano con le politiche urbane e i processi di pianificazione, intessendo un dialogo sempre più serrato. Essendo necessario conseguire risultati energetici e climatici sul medio/lungo periodo, per poterli attuare non si considera di ricorrere a strumenti straordinari o legati allo specifico obiettivo, ma si ritiene strategico incidere sugli strumenti ordinari di governo e di gestione del territorio, i quali, con le opportune integrazioni, rappresentano già dei validi punti di partenza, alle diverse scale, dall'edificio, alla città, al territorio. Per attuarla è necessario che ci sia una stretta sinergia tra le competenti strutture provinciali, gli enti scientifici di ricerca in materia e le amministrazioni locali. Un coordinamento che va costruito in stretta sintonia con il sistema delle Autonomie Locali.

10. Sinergia con il sistema della Ricerca e dello Sviluppo

In una logica di integrazione delle diverse azioni dell'amministrazione negli ambiti afferenti la strategia provinciale per la decarbonizzazione al 2030, risulta un punto chiave la definizione di un serrato dialogo con

il sistema della ricerca e dello sviluppo, ancor più in ragione dell'eccellenza degli enti di ricerca e gli attori che ne fanno parte, al fine di garantire coerenza con gli strumenti di programmazione di medio termine.

La coerenza ricercata tra strumenti dell'amministrazione non è definita solo in termini di intendimenti generali ma piuttosto in merito ai più concreti temi afferenti all'energia, caratterizzati dai più differenti livelli Technology Readiness Level (acronimo TRL) accompagnando gli stessi nel percorso riguardante il sistema energetico voluto al 2030, e al più lontano 2050. Pertanto il nuovo Programma Pluriennale della Ricerca (PPR), adottato con delibera della giunta provinciale n. 2193/2020, valevole per l'intera legislatura, come strumento di programmazione provinciale di settore previsto dalla Legge Provinciale 2 agosto 2005, n.14, individua sia tra i settori scientifici e approcci pervasivi sia tra le aree prioritarie, alcune emergenti, altre di consolidamento ed altre come progetti strategici, quelle riferibili alla sostenibilità e alla cosiddetta transizione verde.

I temi di ricerca di seguito esposti trovano quindi naturale collocazione nel PPR, in stretta coerenza con i programmi a livello nazionale ed europeo, e con le relative linee di finanziamento:

- idrogeno in Trentino: una road map;
- valorizzazione energetica efficiente e pulita della biomassa legnosa, da trattare congiuntamente tra gli enti di ricerca trentini, con l'obiettivo di migliorare la qualità della combustione domestica e i processi di trattamento aria, così come l'evoluzione delle reti di teleriscaldamento a bassa temperatura combinati con tecnologie a Pompa di Calore e sperimentazioni sulla produzione di biogas naturale sintetico;
- comunità energetiche, i positive energy districts e le tecnologie dell'accumulo e delle batterie per massimizzare l'autoconsumo e garantire resilienza alla rete elettrica, Demand side management e smart grids, Rule based and model predictive control, rinnovabili on-site ed autoconsumo, HVAC, IAQ e comfort;
- IAQ e healthy buildings che potrebbe includere: strategie di gestione del comfort e della ventilazione che garantiscano un'elevata qualità dell'aria negli spazi interni e limitino la diffusione di malattie infettive;
- accessibilità, trasparenza e diffusione dei dati (energetici) che potrebbe includere modelli di previsione degli scenari energetici ed a supporto delle decisioni, BIM, metering, smart metering e ripartizione dei consumi, performance gap, validazione dei modelli di calcolo e verifica delle prestazioni, interfaccia utente finale (IOT) libera accessibilità e

diritto di informazione in materia di energia, registro delle transazioni energetiche (blockchain) e relative piattaforme di gestione;

- patrimonio culturale: che potrebbe includere potenzialità e limiti della riqualificazione energetica del patrimonio culturale, comfort, fruizione.

Le traiettorie tecnologiche descritte sono coerenti con le schede del Piano Nazionale della Ricerca (PNR) nei settori 'Clima & Energia' e 'Mobilità Sostenibile', tanto da poter proporre il sistema trentino come riferimento autorevole per il Piano stesso, ancor più se con azioni coordinate tra gli attori di riferimento per il territorio trentino.

In questo contesto può inserirsi la creazione di una filiera strutturata tutta trentina che coniughi ricerca fondamentale, innovazione, trasferimento tecnologico e ricadute sul territorio, da TRL relativamente bassi fino a dimostrazioni in ambiente operativo con azioni a supporto della pre-industrializzazione.

A completamento di quanto sopra, si indica come ulteriore chiave, per la ricerca applicata, la proposizione di azioni di innovazione all'interno del programma Horizon Europe, che conterà ancora di un ampio plafond di risorse nel Quadro Finanziario Pluriennale dell'Unione europea. Al fine di favorire il successo dei progetti presentati e i benefici agli attori del sistema della ricerca e dello sviluppo e, allo stesso tempo, garantire un allineamento rispetto agli obiettivi strategici del territorio, si propone l'istituzione di una cabina di regia presso la Provincia.

Al PPR si aggiunge la Strategia di Ricerca e Innovazione per la Specializzazione Intelligente (S3) per il periodo 2021-2027, che assume un ruolo centrale nella definizione delle aree strategiche e prioritarie di investimento, come i Fondi di Sviluppo Regionale (2021-2027), anzi ne è una condizionalità ex-ante, e a meccanismi e strumenti volti a favorire la collaborazione e gli investimenti interregionali su progetti strategici condivisi, le c.d. Piattaforme tematiche di specializzazione intelligente.

La S3 si pone, nelle traiettorie di sviluppo tecnologico, in sinergia e coerenza con il PPR, ponendo la propria attenzione su progettualità con RTL > 6.

Tra i macro-ambiti della S3 sono individuati: i) sostenibilità, montagna e risorse energetiche; ii) smart industry; iii) salute, alimentazione e stili di vita; iv) ICT e trasformazione digitale.

La costruzione della nuova S3 ha visto nell'estate del 2020 l'individuazione di un percorso di partecipazione e condivisione con la strutturazione di tavoli di lavoro, in accordo con le strutture provinciali competenti, tra i quali quelli rivolti alla Società e Territorio (ove erano presenti bioeconomia e utilizzo scarti e sottoprodotti, energie rinnovabili, mobilità sostenibi-

le, idrogeno e batterie, smart building, smart city and smart community). Questo modello di governance, che è una delle novità sostanziali di questa programmazione, accompagnerà il prosieguo del lavoro, in particolare nella fase di individuazione delle priorità di finanziamento e che dovrà, necessariamente, integrarsi con la governance prevista dalla legge provinciale sull'energia n.20/2012, per quanto in discussione in questo Piano.

Come osservato anche in altri contesti territoriali, in considerazione della capacità degli interventi di EE/RE di ripagare l'investimento (tramite i risparmi o la vendita di energia), questo Piano ritiene che, l'ex ante assessment del FESR 2021-2027 debba individuare una pluralità di strumenti, anche di tipo finanziario, così da garantire massima flessibilità, razionalità e sinergia con gli ambiti da sostenere. Risulta chiaro che, più è ampia la dotazione di meccanismi e strumenti in capo all'amministrazione provinciale, anche in considerazione della specifica contingenza epidemiologica in corso e relativa contrazione economica, meglio sarà possibile identificare il più efficace ed efficiente mezzo di attuazione degli obiettivi del Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030.

11. Mobilitare gli investimenti: un approccio unificato ed efficace per attuare la politica energetica trentina

Si stanno affrontando sfide importanti in Europa ed in Trentino ed il quadro finanziario è incerto ed in continua modificazione e revisione. Seppur questo Piano, quindi, non sia ad oggi in grado di delineare in dettaglio le leve finanziarie, la loro quantificazione e distribuzione in termini di priorità, si vuole proporre di rinnovare l'approccio, considerando che la risposta economica al coronavirus offre l'opportunità di accelerare la trasformazione e la modernizzazione della nostra economia. Dovendo fare di più con meno, questo può essere ottenuto innovando il tradizionale approccio basato sull'intervento diretto o sull'incentivo con alternative più efficienti e sostenibili, che abbiano l'abilità di attrarre risorse aggiuntive a quelle del bilancio provinciale, massimizzandole. Infatti, la portata della sfida degli investimenti va oltre la capacità del solo settore pubblico.

Nel merito degli impianti di produzione da fonti rinnovabili, il ruolo degli strumenti finanziari sarà da considerare in riferimento alla maturità della tecnologia e dalla sua competitività sul mercato. Il loro uso può catalizzare ulteriori investimenti del settore privato, aumentando così la portata degli investimenti disponibili. D'altra parte, gli strumenti finanziari possono

accelerare il coinvolgimento di fondi privati nel finanziamento delle tecnologie meno consolidate, coprendo i rischi associati alle tecnologie emergenti e ai modelli di business innovativi.

In considerazione anche del contesto dell'efficienza energetica, sono possibili vari schemi che coinvolgono strumenti economico-finanziari ed anche non economici. Sarà quindi preso in esame l'apporto di molteplici leve anche con la combinazione tra contributo diretto e strumenti finanziari, a valere sui Fondi di Sviluppo Regionale 2021-2027, sul Piano di Sviluppo Rurale 2021-2027, i quali sono in corso di definizione a livello europeo, sul finanziamento bancario della Banca Europea per gli Investimenti, e sul finanziamento tramite fondi nazionali e europei, come l'Innovation Fund. Inoltre rimane il mercato, come incontro della domanda e dell'offerta, un ambito nel quale mantenere un ruolo di orientamento dell'offerta in virtù di un'esigenza di sempre maggior attenzione ai temi della politica energetica trentina.

Va qui sottolineato, quindi, che la necessaria azione provinciale tra il 2021 ed il 2030, per garantire che sia incoraggiato lo sviluppo e la diffusione di nuove tecnologie e nuovi approcci sistemici alla transizione energetica, sia per l'efficienza energetica sia per la produzione da rinnovabili, prevede dei ruoli in parte nuovi per il pubblico, come quello di facilitatore per gli investimenti, in considerazione del fatto che gli investitori privati rimarranno strategici in un approccio di mercato alla politica energetica, e di orientamento del mercato. A questo riguardo, i consumatori svolgeranno un ruolo sempre più importante, che richiede, di contro, un accesso al capitale a costi ragionevoli. A tal fine, dal 2019 la Provincia ha iniziato ad esplorare questo ambito per il settore civile attraverso la partecipazione all'Advisory Council dell'Energy Efficiency Mortgage Initiative, poi implementata nel progetto Horizon 2020 EeMMiP "Energy efficient Mortgage Market Implementation Plan", che ha la finalità di testare sul territorio trentino un prodotto bancario che premi, in termini di interessi sull'erogazione di un prestito, l'efficienza energetica dell'edificio oggetto di acquisto o riqualificazione energetica. Risulta strategico un ampliamento di questa area di intervento in linea con l'agenda politica globale sulla finanza sostenibile, che comprende il piano d'azione per il finanziamento della crescita sostenibile e lo sviluppo di una rinnovata strategia nel quadro del Green Deal europeo, che mira a fornire la politica strumenti per garantire che il sistema finanziario sostenga realmente la transizione delle imprese verso la sostenibilità in un contesto di ripresa dall'impatto dell'epidemia di COVID-19.

Nel caso di un regime di supporto pubblico, questo sarà chiaramente mirato, prevedibile, di portata limi-

tata, proporzionato e includerà disposizioni per l'eliminazione graduale, da attuare nel rispetto del mercato interno e delle pertinenti norme UE sugli aiuti di Stato. Sarà fondamentale che tale regime sia armonizzato e coerente sia internamente all'amministrazione provinciale e agli enti locali sia con gli strumenti e i meccanismi messi in campo a livello nazionale, oltre che europeo.

Rimane indubbio che investire nel settore energetico può iniettare uno stimolo necessario all'economia provinciale. I lavori sono ad alta intensità, creano posti di lavoro qualificati e investimenti radicati in catene di approvvigionamento spesso locali, generano la domanda di saperi e tecnologie, aumentano la resilienza climatica e apportano valore a lungo termine alla società trentina.

12. Promuovere educazione, formazione ed informazione al fine di coinvolgere i cittadini nella partecipazione alla transizione verso l'energia pulita

La dimensione sociale del piano energetico è importante. La transizione interesserà il comportamento delle persone e, contemporaneamente, il lavoro, richiedendo istruzione e formazione, a tutti i livelli, da quello di base fino a quello universitario e post universitario, e un dialogo sociale più vigoroso. Per gestire in modo efficiente il cambiamento, sarà necessario il coinvolgimento delle parti sociali a tutti i livelli, e di tutte le generazioni con particolare attenzione alla categoria dei giovani che saranno, a tutti gli effetti, gli attori chiave della transizione che porterà il Trentino al 2030.

In particolar modo, si rileva che il PEAP fa parte della Strategia provinciale di mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici occupandosi delle azioni relative alla mitigazione. In questo un ruolo chiave è rappresentato dalla comunicazione e informazione da attuare, la quale, come già sperimentato con l'esperienza di Agenda 2030, è utile per rendere partecipi e consapevoli i giovani ed il pubblico a questi temi.

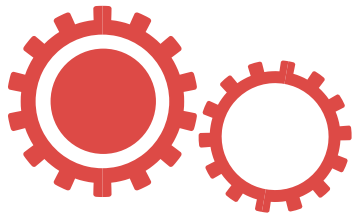
Nello specifico in merito ai comportamenti, primo pilastro di questa azione strategica, il catalogo delle misure nel capitolo successivo profila, per ogni settore preso in considerazione, da un lato, modalità di attivazione dei cittadini come consumatori, con la finalità di aumentare la consapevolezza verso un cambiamento nel loro comportamento nei luoghi dell'abitare, nelle opzioni di spostamento e nell'acquisto tale da spingerli ad essere i primi stessi motori del cambiamento e, dall'altro, azioni di stimolazione di un ruolo più centrale dei cittadini come produttori di energia rinnovabile in modalità distribuita sul territorio.

Il secondo pilastro è la promozione dell'educazione ai vari livelli scolastici, con un approccio mirato a quello dell'educazione superiore, universitaria, e della formazione post universitaria in stretta collaborazione le associazioni di categoria e gli ordini professionali.

Il terzo pilastro è la rete tra gli enti coinvolti - in primis gli enti locali, comuni, comunità di valle e consorzio dei comuni - che assieme alla Provincia si trovano ad applicare quanto previsto nel PEAP. Il Piano Energetico Ambientale Provinciale, per le varie tematiche affrontate nei diversi settori si interfaccia con piani, progetti ed azioni attuate a livello locale. Ci sono esperienze in vari settori, anche afferenti il presente piano, che hanno portato ad accordi, protocolli, intese con lo scopo di indirizzare scelte o garantire un supporto continuo in determinati settori. Si ritiene pertanto necessario prevedere come attuazione del Piano una rete più stretta tra gli enti locali per garantire partecipazione, supporto, informazione ma anche formazione.

Riguardo alla formazione, va tenuto conto che quelli in capo agli enti locali spesso sono ruoli che dovrebbero essere di facilitazione, a diretto contatto con il pubblico, ricoperti da funzionari a volte carenti di competenze specifiche. Si pensi per esempio agli uffici tecnici comunali che dovendo seguire tutto l'iter edilizio possono non avere le risorse per approfondire gli aspetti energetici. Sarà quindi necessario e strategico, in sinergia con le varie strutture formative, attuare un percorso di educazione energetica ed ambientale destinato ai funzionari pubblici ma anche alle professioni, con aggiornamenti puntuali relativi ai vari temi da affrontare, per fornire indicatori puntuali e precisi utili a supportare l'attuazione degli strumenti previsti dal presente piano. In questo il Protocollo d'Intesa stipulato tra la Provincia e gli stakeholders della riqualificazione energetica, che ha tra le finalità anche la formazione, risulta un importante strumento per organizzare percorsi mirati di educazione sul tema.







4

La transazione al 2030: le azioni



PARTE 4

La transazione al 2030

Le azioni prioritarie

L'attuazione della strategia di questo Piano e quindi delle sue dodici linee strategiche è uno dei passaggi più significativi per il Trentino per raggiungere l'obiettivo complessivo di riduzione al 2030 delle emissioni climalteranti del 55% rispetto al 1990.

Il territorio provinciale, le sue istituzioni ed i suoi portatori di interesse dovranno dimostrare la capacità di adattarsi rapidamente al panorama energetico in continua evoluzione, grazie ad un sempre più flessibile sistema di misure, anche nel caso di ambiti di carattere legislativo e regolatorio, in recepimento di indicazioni nazionali ma anche in rapido allineamento con le istanze europee; si pensi solo al riguardo a quanto dovrà essere fatto in ottemperanza alla decisione del Consiglio Europeo dell'11 dicembre 2020. La decisione di innalzare i target europei per la decarbonizzazione di ben quindici punti percentuali si traduce in una revisione completa di tutte le direttive e regolamenti europei, il cosiddetto "Fit for 55" Package entro il 2021, ed un impatto significativo sui piani, strumenti, azioni e misure a carattere nazionale ma anche locale, ad esempio l'articolo 23 della legge n.17/2013, che definisce la politica provinciale sulla mitigazione ai cambiamenti climatici.

A questo riguardo il Piano definisce un ampio set di azioni legate alla concretizzazione della strategia trentina al 2030, che vanno a qualificare modalità di attuazione in un sempre più complessivo approccio di governance ove il ruolo dell'amministrazione provinciale non rimane esclusivamente ancorato a quello storico di tipo regolatorio. Le categorie di azioni qui considerate sono, quindi:

- normative-regolatorie
- economiche
- finanziarie
- programmatiche
- formazione ed educazione
- informazione
- innovazione e ricerca
- facilitatorie

L'identificazione delle azioni muove dalle considerazioni riportate sia nei contributi preparatori alla sezione 2, ove risiedono alcune valutazioni di tipo prevalente tecnologico e di fattibilità economico-finanziaria, sia nell'attività corrente dell'amministrazione provinciale che sta sperimentando modelli di superamento di barriere formative ed informative e noti fallimenti del mercato. Inoltre, nei vari settori rimane come assunto il ruolo del mercato e quello dell'istituzione nazionale. Si definirà inoltre una cabina di regia per l'attuazione del Piano, coordinata dall'Agenzia per le Risorse Idriche e l'Energia della Provincia autonoma di Trento, in grado di:

- armonizzare il supporto economico-finanziario erogato dalla Provincia Autonoma di Trento;
- massimizzare l'uso di strumenti e meccanismi nazionali;
- innovare la strumentazione provinciale;
- definire pacchetti di strumenti, anche erogati da enti differenti, che operino sinergicamente.

Di seguito, per le 12 linee strategiche del Piano, sono riportate le azioni previste classificate con codice, titolo, descrizione, attori coinvolti e tipologia di azione. Le Tabelle da 1 a 9 riportano le azioni suddivise per i 9 argomenti specifici: riqualificazione edifici civili, riqualificazione settore industriale, mobilità sostenibile, incremento e diversificazione fonti di energia rinnovabile, comunità energetiche, idrogeno, metano, energia idroelettrica e pianificazione territoriale. Le azioni relative alle linee strategiche 10 (ricerca e sviluppo),

11 (mobilitazione degli investimenti) e 12 (formazione e informazione), per una più agevole lettura sono riportate in coda alle linee strategiche alle quali afferiscono. Rimane una tabella relativa alla linea strategica 10 per le azioni che riguardano in maniera trasversale i vari settori. Il codice identificativo aiuta a ricondurre le azioni all'argomento. Nella tabella sottostante si indicano i codici e il riferimento ai capitoli degli scenari che vi sono correlati.

C	Riqualificazione edifici civili	Parte Seconda, Sezione 2, capitoli 1,2,3,4,5
I	Riqualificazione del settore industriale	Parte Seconda, Sezione 2, capitolo 6
MS	Mobilità sostenibile	Parte Seconda, Sezione 2, capitolo 7
FER	Incremento fonti energia rinnovabile	Parte Seconda, Sezione 2, capitoli 8, 9
IE	Energia Idroelettrica	Parte Seconda, Sezione 2, capitolo 10
CE	Comunità energetiche	Parte Seconda, Sezione 2, capitolo 11
M	Metano	Parte Seconda, Sezione 2, capitolo 12
H	Idrogeno Verde	Parte Seconda, Sezione 2, capitoli 7 e 12
P	Pianificazione territoriale e climatica	Parte Seconda, Sezione 2, capitolo 13
R&I	Ricerca e innovazione	Parte Seconda, Sezione 2, tutti i capitoli

Linea Strategica 1

RIQUALIFICAZIONE ENERGETICA PROFONDA DEGLI EDIFICI CIVILI ESISTENTI E INCREMENTO DELL'AUTOCONSUMO INDIVIDUALE E COLLETTIVO

cod.	TITOLO AZIONE	DESCRIZIONE	ATTORI COINVOLTI	TIPOLOGIA DI AZIONE
C1	Diffusione dell'installazione di tecnologie di accumulo energetico	Stimolare la diffusione dei sistemi di accumulo energetico inserendo una premialità nella metodologia di calcolo per la certificazione edilizia, anche in ottica di comunità energetica e accoppiamento con pompe di calore	Provincia Autonoma di Trento	Regolatoria
C2	Diffusione dell'installazione di pompe di calore	Revisione della metodologia di calcolo per produrre energia termica con le pompe di calore (elettriche o a gas), riconoscendo la maggior efficienza derivante dall'impiego diretto dell'energia primaria e dunque valorizzando la quota di energia rinnovabile	Provincia Autonoma di Trento	Regolatoria
C3	Tecnologie evolute di gestione	Favorire l'installazione di tecnologie e sistemi di gestione smart in ambito domestico (domotica, digitalizzazione delle reti e dello smart metering) da rendere obbligatorio nelle nuove costruzioni e con premialità per le ristrutturazioni.	Provincia Autonoma di Trento	Regolatoria
C4	Attenta considerazione dell'apporto della biomassa legnosa nella certificazione energetica edifici	Elaborazione di indicazioni metodologiche, a livello locale, per l'applicazione e il calcolo dei fattori di conversione dell'energia primaria dei vettori energetici (Fp,ren; Fp,nren), nello specifico per le biomasse solide legnose e per il teleriscaldamento di cui alla tabella 1 del Dm 26 giugno 2015, finalizzati alla valorizzazione di fonti energetiche rinnovabili e attenzione alla qualità dell'aria locale nelle metodologie per la certificazione energetica degli edifici	Provincia Autonoma di Trento	Regolatoria

C5	Bonus edilizia	Revisione del meccanismo di attribuzione del Bonus edilizio (art.86 L.P.1/2008 e ss.mm.) rivolgendolo esclusivamente agli interventi su edifici esistenti e ampliando le premialità legate alle riqualificazioni anche basate su criteri di edilizia sostenibile	Provincia Autonoma di Trento	normativo-regolatoria
C6	Tavolo Condomini	Rafforzamento dell'azione del "Tavolo Condomini" attraverso la sottoscrizione e il continuo aggiornamento di un rinnovato Protocollo d'Intesa	Provincia Autonoma di Trento Tavolo Condomini	programmatica
C7	Innovazione nel settore edilizio (1)	Stimolo e facilitazione alla costituzione di reti d'impresa nel settore edile	Provincia Autonoma di Trento Tavolo Condomini	programmatica
C8	Innovazione nel settore edilizio (2)	Rafforzamento delle filieri edilizie trentine legate al Green Tech e ai prodotti edilizi trentini come il legno	Provincia Autonoma di Trento Trentino Sviluppo	programmatica
C9	Rafforzamento degli operatori	Qualificazione degli operatori per servizi di riqualificazione energetica	Tavolo condomini	formazione
C10	Riconoscibilità e posizionamento mercato operatori e prodotti edilizia trentina	Introduzione di un Protocollo "Qualità Costruire Trentino" per rendere riconoscibile sul mercato la qualità del prodotto trentino sia in termini di operatori della filiera sia di edifici	Tavolo condomini	programmatica
C11	Incentivi provinciali "Il tuo condominio green"	Mantenimento dei contributi provinciali "il tuo condominio green" ad integrazione delle misure di carattere nazionale, come il cosiddetto Superbonus 110%, anche a supporto di strumenti di ingegneria finanziaria più ampi	Provincia Autonoma di Trento	economica
C12	Mutuo energetico	Sperimentazione di prodotti bancari che favoriscano la ristrutturazione energetica e l'acquisto di abitazioni in alta classe energetica e prestazioni energetiche da protocolli di sostenibilità	Provincia Autonoma di Trento	finanziaria

C13	Riqualificazione immobili provinciali ed aumento produzione da fonti rinnovabili e autoconsumo	Riqualificazione energetica degli immobili provinciali e aumento della produzione da fonti rinnovabili e autoconsumo.	Provincia Autonoma di Trento	programmatica economico-finanziaria
C14	Efficientamento immobili comunali ed aumento produzione da fonti rinnovabili e quota autoconsumo	Individuazione di strumenti e meccanismi economico-finanziari per l'attuazione di progetti di efficientamento energetico del patrimonio immobiliare comunale , la produzione da rinnovabili ed il conseguente autoconsumo, anche in attuazione di quanto previsto dal Protocollo d'Intesa in materia di finanza locale per il 2020	Provincia Autonoma di Trento Consorzio dei Comuni trentini Comunità di Valle Comuni	economico-finanziaria
C15	Ruolo attivo dei consumatori	Programmi di educazione all'efficienza energetica rivolte ai diversi target.	Provincia autonoma di Trento Associazioni consumatori	formativa-informativa
C16	Consapevolezza dei consumatori	Redazione di prodotti informativi oggettivi e neutrali sul rapporto costi benefici in ambito energetico rivolto ai consumatori (cittadini, professionisti, imprese) da realizzare nell'ambito del Protocollo d'intesa per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio privato	Provincia autonoma di Trento Tavolo Condomini	informativa

Linea Strategica 2.

INDUSTRIA AD ALTA EFFICIENZA: ADOZIONE DI TECNOLOGIE DI PRODUZIONE INDUSTRIALE AD ALTA EFFICIENZA, COMBinate CON TECNOLOGIE DI ACCUMULO, GENERAZIONE DA RINNOVABILI E APPROCCI INTEGRATI DI GESTIONE

cod.	TITOLO AZIONE	DESCRIZIONE	ATTORI COINVOLTI	TIPOLOGIA DI AZIONE
I1	Consulenza per certificazione di prodotto	Consulenza alle aziende con specifici pacchetti sull'efficienza energetica e dei successivi passaggi per l'implementazione, il finanziamento, il monitoraggio e la certificazione di sostenibilità di prodotto.	Provincia Autonoma di Trento Trentino Sviluppo Associazioni di categoria	facilitatoria
I2	Promozione di start-up innovative	Supporto all'insediamento e l'avvio di start-up altamente innovative nella proposizione di servizi e produzione di prodotti tecnologici green tech	Provincia Autonoma di Trento Trentino Sviluppo HIT	facilitatoria
I3	Supporto alle filiere green tech	Supporto all'individuazione e alla nascita di filiere strategiche in campo Green Tech, che possano incrementare il livello di competitività, sostenere e favorire i processi di innovazione e di aggregazione tramite operazioni di sistema di tutela e valorizzazione delle peculiarità del territorio,	Provincia Autonoma di Trento Trentino Sviluppo HIT	facilitatoria
I4	Ricerca e innovazione industriale	Sostegno a ricerca e innovazione in ambito industriale (attraverso la l.p. 6/99 e asse Ricerca e innovazione del Fesr), in coordinamento con il nuovo Piano Pluriennale per la Ricerca (PPR) e tramite l'individuazione di proposte progettuali finanziabili attraverso i canali europei (Horizon Europe, Innovation Fund, etc)	Provincia Autonoma di Trento Istituti locali di ricerca Associazione artigiani Confindustria Trentino Sviluppo HIT	ricerca e innovazione
I5	Diffusione di diagnosi energetiche aziendali	Promozione alla redazione di diagnosi energetiche a favore di quei soggetti non obbligati dal DL 102/2014, al fine di poter conoscere i propri centri di consumo e individuare i potenziali interventi di efficienza energetica, con i costi e i risparmi conseguibili; a valere sulla l.p. 6/99.	Provincia Autonoma di Trento Associazioni di categoria	formativa-informativa

16	Tetti industriali fotovoltaici	Individuazione di strumenti e meccanismi economico-finanziari a favore dell'installazione del fotovoltaico sulle coperture e le facciate industriali, potenzialmente abbinati a soluzioni di autoconsumo (e.g. pompe di calore, veicoli elettrici) e sistemi di accumulo dell'energia o inseriti in contesti di condivisione dell'energia non autoconsumata; a valere sul Fesr, Invitalia, etc	Provincia Autonoma di Trento	economico-finanziaria
17	Ammodernamento tecnologico e ottimizzazione dell'energia	Individuazione di strumenti e meccanismi economico-finanziari economico-finanziarie a favore dell' ammodernamento tecnologico delle linee produttive e degli impianti, volti a sostituire macchinari obsoleti ed energivori con modelli energeticamente e ambientalmente performanti, nonché misure volte all' ottimizzazione dell'utilizzo dell'energia , quali recupero del calore di scarto, cogenerazione ad alto rendimento (CAR), teleriscaldamento efficiente; a valere su l.p. 6/99, fondi Fesr, Invitalia, etc	Provincia Autonoma di Trento	economico-finanziaria
18	Efficientamento involucro degli immobili industriali	Individuazione di strumenti e meccanismi economico-finanziari economico-finanziarie a favore dell' efficientamento degli involucri industriali volti a ridurre la dispersione energetica dei vari elementi edilizi; a valere su l.p. 6/99, fondi Fesr, Invitalia, etc	Provincia Autonoma di Trento	economico-finanziaria
19	Formazione Energy manager	Supporto alla formazione di energy manager aziendali per effettuare analisi sui consumi e stimare interventi per la riduzione degli stessi	Provincia Autonoma di Trento enti formativi locali Artigiani/ confindustria	formativa-informativa
110	Diffusione di sistemi di gestione dell'energia (ISO 50001)	Diffusione dei sistemi di gestione dell'energia (norma ISO 50001) a favore delle piccole e medie imprese, previsti dall'attuazione dell'art. 8 del D. Lgs 102/2014 come modificato dal D. Lgs 14 luglio 2020, n. 73	Provincia Autonoma di Trento Associazioni di categoria	formativa-informativa

Linea Strategica 3. FAVORIRE LA MOBILITÀ SOSTENIBILE

cod.	TITOLO AZIONE	DESCRIZIONE	ATTORI COINVOLTI	TIPOLOGIA DI AZIONE
MS1	Piani Spostamento casa-lavoro	Introduzione di un sistema strutturale di incentivazione della mobilità sostenibile casa-lavoro, attraverso agevolazioni per la redazione e attuazione dei Piani Spostamento casa-lavoro (PSCL) e “bonus mobilità” ai lavoratori virtuosi	Provincia Autonoma di Trento Associazioni di categoria	programmatica
MS2	Homeworking	Introduzione dello home working , anche grazie ad una spinta digitalizzazione dei processi lavorativi, per almeno il 30% dei lavoratori trentini dei comparti adatti a tale modalità	Provincia Autonoma di Trento Consorzio dei Comuni trentini Associazioni di categoria	programmatica
MS3	Piste ciclopedonali	Potenziamento delle piste ciclopedonali , dei cicloparcheggi e delle ciclo-stazioni, ad integrazione del TPL, coordinando la pianificazione in sede di PUM ed PUMS locali, ad integrazione dei PTC	Provincia Autonoma di Trento Consorzio dei comuni trentini Comunità di Valle Comuni	programmatica
MS4	Favorire mobilità sostenibile	Implementazione del progetto “ il Trentino pedala per la mobilità sostenibile”	Provincia Autonoma di Trento Consorzio dei comuni trentini Comunità di Valle Comuni	programmatica
MS5	TPL + attrattivo	Adeguamento del servizio pubblico con aumento delle frequenze, sistemi di semi-cadenzamento, incremento capillarità delle stazioni e servizi all’utenza come il MITT	Provincia Autonoma di Trento Trentino Trasporti	programmatica
MS6	Miglioramento parco mezzi TPL	Acquisto nuovi mezzi a basso impatto ambientale	Provincia Autonoma di Trento Trentino Trasporti	programmatica
MS7	Mobilità leggera e impianti a fune	Sviluppo di forme di mobilità alternativa attraverso analisi della modalità a funi e mobilità leggera	Provincia Autonoma di Trento Consorzio dei comuni trentini Comunità di Valle Comuni	programmatica

MS8	Pianificazione rete ricarica elettrica	Coordinamento a livello di Piano Provinciale delle Mobilità, Piani Territoriali delle Comunità dell'individuazione delle necessità, caratteristiche e localizzazione preferenziale di siti idonei per punti di ricarica di tipo veloce e ultraveloce	Provincia Autonoma di Trento Consorzio dei comuni trentini Comunità di Valle Comuni Distributori rete elettrica	programmatica
MS9	Facilitazione dell'installazione dell'infrastrutturazione di ricarica	Semplificazione delle procedure per l'installazione di colonnine per la ricarica elettrica	Provincia Autonoma di Trento Consorzio dei comuni trentini Comunità di Valle Comuni	normativo-regolatoria
MS10	Potenziamento infrastrutturazione di ricarica elettrica nelle aree ad accesso pubblico	Obbligo di installazione di infrastrutture di ricarica elettrica presso i principali poli direzionali , grandi attrattori e centri della grande distribuzione organizzata	Provincia Autonoma di Trento	normativo-regolatoria
MS11	Potenziamento infrastrutturazione di ricarica elettrica nelle aree private	Regolazione inerente gli edifici orientata all'ampliamento degli obblighi per disposizione aree per ricarica veicoli	Provincia Autonoma di Trento	normativo-regolatoria
MS12	Agevolazioni nei park per l'elettrico	Agevolazione dell'accesso dei veicoli ad alimentazione elettrica ai parcheggi di attestamento e/o punti di interscambio modale tramite la predisposizione di parcheggi dedicati , a tariffa scontata o gratuiti	Provincia Autonoma di Trento	regolatoria
MS13	Incrementare le vendite di mezzi elettrici	Revisione dei contributi provinciali sulla mobilità sostenibile (acquisto e rottamazione) destinato ai veicoli ad uso civile e commerciale.	Provincia Autonoma di Trento	economica
MS14	Educare all'acquisto di mezzi ad alta classe ambientale	Revisione della tassa di proprietà in base alla classe ambientale e conferma dell'esenzione	Provincia Autonoma di Trento	finanziaria

MS15	Incrementare i punti di ricarica di tipo veloce ed ultra-veloce	Misure di sostegno economico-finanziario e azioni pubblico-private volte all'infrastrutturazione del territorio provinciale	Provincia Autonoma di Trento	economico-finanziaria
MS16	Campagne promo mobilità elettrica	Comunicazione a favore della mobilità elettrica per gli spostamenti dei residenti	Provincia Autonoma di Trento	informativa

Linea Strategica 4.

INCREMENTO E DIFFERENZIAZIONE DELLA PRODUZIONE ENERGETICA DA FONTI RINNOVABILI

cod.	TITOLO AZIONE	DESCRIZIONE	ATTORI COINVOLTI	TIPOLOGIA DI AZIONE
FER1	Sostegno ai produttori di cippato	Sostegno ai produttori di biomasse forestali nella selezione del materiale, valorizzando la produzione di cippato bianco	Provincia Autonoma di Trento Associazione Artigiani	facilitatoria regolatoria
FER2	Vendita innovativa della biomassa	Adozione di forme contrattuali di vendita innovative della biomassa ad uso energetico	Provincia Autonoma di Trento Associazione Artigiani	facilitatoria regolatoria
FER3	Filiera corta del legno	Promozione di accordi di filiera fra i soggetti proprietari forestali ed i gestori degli impianti e definizione di bandi di fornitura	Provincia Autonoma di Trento Associazione Artigiani Confindustria	facilitatoria
FER4	Produzione di biogas per l'immissione in rete	Analisi di casistiche ricorrenti, standardizzabili e ripetibili di fattibilità tecnico-economica di impianti di raffinazione del biogas	Provincia Autonoma di Trento Istituti locali di ricerca	programmatica
FER5	Potenziamento biogas da matrici organiche di scarto	Indagini dedicate sui territori (Comunità di Valle) ritenuti di maggiore potenzialità, per identificare con precisione caratteristiche di qualità e quantità degli scarti agroindustriali al fine di recuperare biogas	Provincia Autonoma di Trento Istituti locali di ricerca Agricoltori, artigiani, industrie	programmatica
FER6	Nuovi utilizzi della biomassa legnosa	Sostegno ad azioni coordinate del sistema della ricerca trentino rivolte a progetti di ricerca comune e proposte di azioni a valere su bandi europei e nazionali per valorizzare la biomassa legnosa in processi di conversione energetica	Provincia Autonoma di Trento Istituti locali di ricerca	ricerca e innovazione
FER7	Adeguatezza strade e piazzali forestali	Adeguamento delle strade forestali esistenti e realizzazione di nuove strade e piazzali forestali per lo stoccaggio della biomassa legnosa in continuità alle misure di sostegno presenti nell'attuale PSR 2014-2020 per garantire la disponibilità del legname	Provincia Autonoma di Trento	economica

FER8	Ammodernamento parco mezzi per la silvicoltura	Acquisto di mezzi ed attrezzature per l' ammodernamento del parco macchine per la silvicoltura in continuità alle misure di sostegno presenti nell'attuale PSR 2014-2020	Provincia Autonoma di Trento	economica
FER9	Saturazione e/o ampliamento reti di teleriscaldamento	Individuazione di misure di sostegno economico-finanziarie finalizzate alla saturazione e/o ampliamento di reti esistenti di teleriscaldamento a biomassa legnosa	Provincia Autonoma di Trento Comuni/enti gestori operatori	economico-finanziaria
FER 10	Revamping impianti teleriscaldamento	Individuazione di misure di sostegno economico-finanziarie finalizzate al Revamping della caldaia	Provincia Autonoma di Trento Comuni/enti gestori operatori	economico-finanziaria
FER 11	Impianti di produzione da fonti rinnovabili nei settori agro-industriali e industriali, anche con sviluppo di reti di teleriscaldamento a favore di altri utenti	Individuazione di misure di sostegno economico-finanziarie per impianti centralizzati, anche dotati di rete di teleriscaldamento, con utenza trainante agro-industriale ed industriale.	Provincia Autonoma di Trento	economico-finanziaria
FER 12	Sostegno impianti di teleriscaldamento a biomassa legnosa esistenti	Individuazione di misure di sostegno verso la sostenibilità tecnica, economica ed ambientale degli impianti di teleriscaldamento esistenti alimentati a biomassa legnosa	Provincia Autonoma di Trento Comuni/enti gestori operatori	economico-finanziaria
FER 13	Nuova vita agli scarti organici	Informazione e formazione sui temi della valorizzazione energetica delle matrici organiche di scarto	Provincia Autonoma di Trento istituti locali di ricerca Agricoltori/ artigiani/industrie	formativa-informativa
FER 14	Cippato di qualità	Sensibilizzazione dei produttori di cippato sulla necessità di una certificazione di qualità	Provincia Autonoma di Trento Enti gestori ASUC, Comuni Associazioni forestali	formativa-informativa

Linea Strategica 5.**PRODUZIONE IDROELETTRICA: RIASSEGNAZIONE DELLE CONCESSIONI DELLE GRANDI DERIVAZIONI IDROELETTRICHE**

cod.	TITOLO AZIONE	DESCRIZIONE	ATTORI COINVOLTI	TIPOLOGIA DI AZIONE
IE1	Rinnovo piccole derivazioni idroelettriche	Prevedere il rinnovo delle piccole derivazioni idroelettriche mantenendo il più possibile invariata la portata media di concessione e richiedendo dove possibile miglioramenti in termini di efficienza degli impianti, entro i limiti previsti dall'aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque	Provincia Autonoma di Trento Consorzio dei Comuni	regolatorio-programmatica
IE2	Rinnovo grandi concessioni idroelettriche	Prevedere la riassegnazione delle concessioni idroelettriche , mantenendo il più possibile invariata la portata media di concessione e richiedendo, dove possibile, miglioramenti in termini di efficienza degli impianti e sfruttamento di salti ad oggi non utilizzati, entro i limiti previsti dall'aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque	Provincia Autonoma di Trento Consorzio dei Comuni	regolatorio-programmatica
IE3	Progetti pilota idroelettrico e cambiamenti climatici	Favorire proposte di progetti innovativi da parte dei concessionari idroelettrici, che considerino gli effetti del cambiamento climatico e la relativa disponibilità di acqua a valere su programmi europei e nazionali	Provincia Autonoma di Trento Concessionari idroelettrici	ricerca e innovazione

Linea Strategica 6.

INCREMENTARE LA GENERAZIONE DISTRIBUITA DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI, L'AUTOCONSUMO E LA GESTIONE "INTELLIGENTE" DEI FLUSSI ENERGETICI IN EDIFICI ED IN COMUNITÀ ENERGETICHE

cod.	TITOLO AZIONE	DESCRIZIONE	ATTORI COINVOLTI	TIPOLOGIA DI AZIONE
CE1	Censimento comunità energetiche in Trentino	Ricognizione delle comunità energetiche presenti sul territorio in attuazione art.18bis l.p. 20/2012 e aggiornamento modalità e condizioni per le nuove iscrizioni	Provincia Autonoma di Trento	programmatica
CE2	Coordina-mento provinciale tra le comu-nità ener-getiche	Raccordo tra le azioni delle di-verse comunità energetiche per l'attuazione degli obiettivi previsti dal piano energetico-ambientale provinciale assicurando la parteci-pazione delle comunità energetiche all'interno del coordinamento previ-sto dall'articolo 8 della l.p. 20/2012	Provincia Autonoma di Trento	programmatica
CE3	Coordina-mento con l'Autorità di Regolazione	Intermediazione tra le Comunità energetiche e l'Autorità di Rego-lazione per Energia Reti e Am-biente . Supporto per l'attuazio-ne dei provvedimenti di ARERA in capo alle comunità energetiche	Provincia Autonoma di Trento	facilitatoria
CE4	Attività di adeguamen-to normativo provinciale	Eventuale adeguamento nor-mativo a seguito del recepimento italiano delle direttive (Rinnovabili e Mercato Elettrico) e a seguito del pacchetto FIT FOR 55	Provincia Autonoma di Trento	normativo-regolatoria
CE5	Comunità energetiche ed enti di ricerca	Accordi tecnico-scientifici e speri-mentazioni per la configurazione di comunità energetiche con enti di ricerca di livello nazionale e pro-vinciale	Provincia Autonoma di Trento Istituti di ricerca	ricerca e innovazione
CE6	Progetti di ricerca sulle comunità energetiche	Predisposizione di progetti di in-novazione e sperimentazione sul tema delle comunità energeti-che, anche attraverso la previsione di progetti pilota all'interno degli strumenti urbanistici, a valere su programmi europei e nazionali che preveda la partecipazione di attori trentini come beneficiari diretti ed indiretti	Provincia Autonoma di Trento Consorzio dei Comuni Comuni/Comuni-tà di Valle Istituti locali di ricerca	ricerca e innovazione

Linea Strategica 7.
ESTENDERE LA RETE DI DISTRIBUZIONE DEL METANO

cod.	TITOLO AZIONE	DESCRIZIONE	ATTORI COINVOLTI	TIPOLOGIA DI AZIONE
M1	Intesa tra Provincia autonoma di Trento e Consiglio delle Autonomie Locali	La Provincia svolge le funzioni di stazione appaltante e le altre funzioni che la normativa statale demanda al comune capoluogo di provincia in relazione alla gara per lo svolgimento del servizio di distribuzione di gas naturale nell'ambito di riferimento che, come stabilito con la deliberazione n. 73 del 27/01/2012 della G.P. e assunta d'intesa con il Consiglio delle Autonomie Locali, corrisponde all'intera provincia di Trento, oltre al comune di Bagolino (BS). La previsione di estensione del servizio di distribuzione del gas nei comuni non metanizzati, da declinare nell'ambito delle previsioni della Gara per l'assegnazione del servizio nell'ambito unico provinciale, sarà valutata all'interno di un'apposita Intesa tra PAT e Consiglio delle autonomie locali.	Provincia Autonoma di Trento Consiglio delle Autonomie Locali	programmatica
M2	Gara di Ambito Unico	Ampliamento della rete di distribuzione del metano attraverso la pubblicazione del bando di gara d'ambito unico per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas entro il 2021, con avvio dell'affidamento entro il 2023.	Provincia Autonoma di Trento	regolatorio-programmatica

Linea Strategica 8.
L'IDROGENO VERDE IN TRENTINO AL 2030

cod.	TITOLO AZIONE	DESCRIZIONE	ATTORI COINVOLTI	TIPOLOGIA DI AZIONE
H1	Tavolo di coordinamento sull'idrogeno	Istituzione di un tavolo di coordinamento finalizzato alla proposizione di progetti a valere dei programmi e fondi europei e nazionali in attuazione alla road map trentina dell'idrogeno	Provincia Autonoma di Trento Istituti locali di ricerca	programmatica
H2	Roadmap trentina	Effettuare uno studio di fattibilità tecnico economica ed ambientale sulle potenzialità dell'idrogeno in trentino, valutando scenari di approvvigionamento e/o produzione diversi, così da definire una road map trentina	Provincia Autonoma di Trento	programmatica
H3	Ricerca applicata per l'idrogeno	Accordi tecnico-scientifici e sperimentazioni a supporto della redazione della Roadmap trentina dell'idrogeno	Provincia Autonoma di Trento Istituti di ricerca	ricerca e innovazione

Linea Strategica 9.

PIANIFICAZIONE URBANA E GESTIONE ATTENTA DELL'AMBIENTE COSTRUITO COME FATTORE CHIAVE DELLA SUA PERFORMANCE ENERGETICA E DELLA SUA CAPACITÀ DI ESSERE RESILIENTE AGLI EFFETTI DEL CAMBIAMENTO CLIMATICO

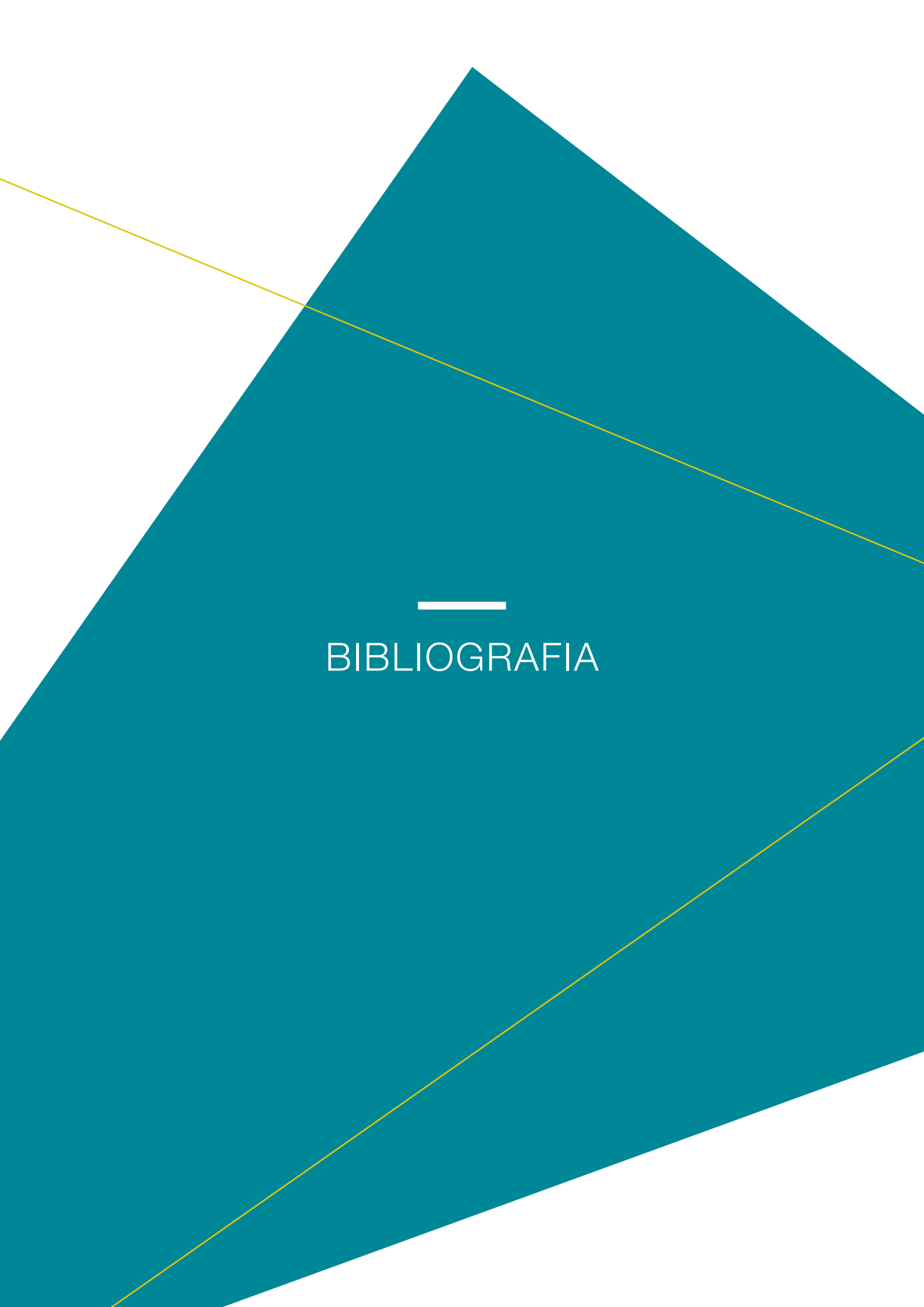
cod.	TITOLO AZIONE	DESCRIZIONE	ATTORI COINVOLTI	TIPOLOGIA DI AZIONE
P1	Indicatori energia -clima da usare nei PRG	Inserire indicatori energetici che tengano conto anche dell'adattamento climatico all'interno degli strumenti di pianificazione territoriale ordinari con il supporto della Provincia che predispone specifiche linee guida operative	Provincia Autonoma di Trento	regolatoria-programmatica
P2	Riduzione del consumo di suolo	Riduzione del consumo di suolo attraverso applicazione della norma esistente (art. 18 L.P. 15/2015) e adeguando le previsioni nei piani regolatori.	Provincia Autonoma di Trento Comunità di Valle Comuni	regolatoria-programmatica
P3	Ricognizione aree dismesse da riqualificare	Ricognizione a livello di comunità di valle e comunale delle aree attualmente dismesse che necessitano di essere rigenerazione (o demolite) in via prioritaria prima di inserire nuove espansioni nei PRG	Provincia Autonoma di Trento Comunità di Valle Comuni	regolatoria
P4	Riduzione dell'isola di calore	Prevedere una copertura dei suoli (pubblici e privati) con migliore performance climatica attraverso l'inserimento di linee guida nei piani e regolamenti comunali	Provincia Autonoma di Trento Consorzio dei Comuni Comunità di Valle Comuni	regolatorio-programmatica
P5	Metodologia di analisi energetica nei PRG	Definizione di una metodologia provinciale di analisi delle componenti energetiche a favore dei comuni per l'elaborazione di PRG e sue varianti. Successiva implementazione dei PRG che contengano audit energetici territoriali, la valutazione del potenziale da fonti rinnovabili e di altri vettori energetici e l'individuazione delle aree più idonee dove configurare gli interventi. Supporto mediante linee guida o formazioni specifiche da parte di Provincia e Comunità di Valle nei confronti dei comuni con uffici meno strutturati.	Provincia Autonoma di Trento Consorzio dei Comuni Trentini comuni pilota	regolatorio-programmatica

P6	Diffusione dell'installazione di impianti fotovoltaici in copertura di edifici	Analisi di compatibilità tra gli impianti fotovoltaici e gli specifici valori paesistici e architettonici e elaborazione di un abaco finalizzato alla revisione e semplificazione delle procedure urbanistiche autorizzative su edifici soggetti alla disciplina degli insediamenti storici e del patrimonio edilizio tradizionale e soggetti a vincolo paesaggistico	Provincia Autonoma di Trento	facilitatoria
P7	Aree per la produzione energetica	Individuazione di aree specifiche negli strumenti di pianificazione - anche sovracomunale - per la localizzazione di servizi tecnologici destinati alla produzione energetica . Vincolare la realizzazione a criteri paesaggistici e ambientali.	Provincia Autonoma di Trento Consorzio dei Comuni Comunità di Valle Comuni	regolatorio-programmatica
P8	Analisi energetiche in fase di pianificazione	Studiare le potenzialità energetiche delle aree destinate a piani attuativi o all'art. 110 L.P.15/2015, già in fase di pianificazione (comunale o sovracomunale), anche nell'ottica di favorire la nascita di Comunità energetiche.	Provincia Autonoma di Trento Consorzio dei Comuni Comunità di Valle Comuni Pilota	regolatorio-programmatica
P9	Pianificazione ordinaria attenta al clima	Portare gli obiettivi climatici all'interno degli strumenti ordinari di pianificazione PRG, PTC. modificando la Legge Urbanistica 15/2015.	Provincia Autonoma di Trento	normativa
P10	Aggiornamento normativo	Aggiornamento dei piani provinciali adeguandoli alle esigenze di adattamento e mitigazione ai cambiamenti climatici, edilizia sostenibile, comunità energetiche, modificando la Legge Urbanistica 1/2008 e la Legge Urbanistica 15/2015	Provincia Autonoma di Trento	normativa
P11	Piani attuativi, premialità e Comunità energetica	Approfondita analisi energetica all'interno dei Piani attuativi e gli interventi ai sensi dell'art.110 della L.P.15/2015 che consenta una eventuale premialità e favorisca la nascita di Comunità energetiche .	Provincia Autonoma di Trento Consorzio dei Comuni Comunità di Valle Comuni Pilota	regolatorio-programmatica

Linea Strategica 10.

SINERGIA CON IL SISTEMA DELLA RICERCA E DELLO SVILUPPO

cod.	TITOLO AZIONE	DESCRIZIONE	ATTORI COINVOLTI	TIPOLOGIA DI AZIONE
R&I1	Trentino Green Deal	Ecosistema comune multidisciplinare congiunto tra Università degli Studi di Trento e Fondazione Bruno Kessler per la ricerca e sviluppo finalizzata alla transizione energetica, con il coinvolgimento di Trentino Sviluppo e i TessLab, con progetti di ricerca comuni, più facile accesso alle piattaforme sperimentali e un potenziamento dell'infrastruttura.	Provincia Autonoma di Trento Istituti locali di ricerca Trentino Sviluppo	ricerca e innovazione
R&I2	Data Map presso ISPAT	Istituzione di un flusso di dati , loro elaborazioni e analisi statistiche presso ISPAT	Provincia Autonoma di Trento	ricerca e innovazione



--- BIBLIOGRAFIA

Si riportano di seguito le principali fonti di natura bibliografica consultate durante lo studio

Sezione 1 / Bilancio energetico provinciale 2014-2016

- BAGGIO P. (1997), *I consumi energetici, Progetto per lo sviluppo sostenibile del Trentino*.
CARRARA F., BRUNELLI R. & BORGATELLO M., *I consumi energetici*, documento interno ad APRIE.
CARRIE, F.R. ET AL. (2016), *Improving the compliance of Energy Performance Certificates and quality of building works*, QUALICHeCK.
MAJCN, D. ET AL. (2013). *Energy labels in Dutch dwellings - their actual energy consumption and implications for reduction targets*, ECEE Summer Study proceedings.
P.A.T., AGENZIA PER LE RISORSE IDRICHE E L'ENERGIA (2013), *Piano Energetico Ambientale Provinciale 2013- 2020*, Trento: Provincia Autonoma di Trento.
P.A.T., AGENZIA PROVINCIALE PER LA PROTEZIONE DELL'AMBIENTE (2015) *Inventario delle Emissioni della Provincia Autonoma di Trento*, Trento: Provincia Autonoma di Trento 2015, from: http://www.appa.provincia.tn.it/pianificazione/Piano_tutela_aria/-Inventario_emissioni_atmosfera%20pagina16.html

Sezione 2 / Scenari di decarbonizzazione al 2030

B) CAMBIAMENTI CLIMATICI, TEMPERATURA

- <http://storico.meteotrentino.it/web.htm>
<https://climate.copernicus.eu>
<https://meteo.fmach.it/meteo/index.php>
www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/heating-degree-days-2/assessment
www.fmach.it
www.ing.unitn.it/~prometeo/home.htm
www.ipcc.ch
www.meteotrentino.it

- ALLEN M.R., DUBE O.P., SOLECKI W., ARAGÓN-DURAND F., CRAMER W., HUMPHREYS S., KAINUMA M., KALA J., MAHOWALD N., MULUGETTA Y., PEREZ R., WAIRIU M., AND ZICKFELD K. (2018), Framing and Context. *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty* [Masson-Delmott, V., Zhai P., Pörtner H.O., Roberts D., Skea J., Shukla P.R., Pirani A., Moufouma-Okia W., Péan C., Pidcock R., Connors S., Matthews J.B.R., Chen Y., Zhou X., Gomis M.I., Lonnoy E., Maycock T., Tignor M., and Waterfield T.(eds.)].
BELCHER S.E., HACKER J.N., POWER D.S. (2005), Constructing design weather data for future climates. *Building Services Engineering Research and Technology*, 26(1), 49-61.
BERARDI U. & JAFARPUR P. (2020), Assessing the impact of climate change on building heating and cooling energy demand in Canada. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 121, 109681, DOI: 10.1016/j.rser.2019.109681.
D'AMICO A., CIULLA G., PANNO D., FERRARI S. (2020), Building energy demand assessment through heating degree days: the importance of a climatic dataset. *Appl Energy*, 242, 1285-1306, DOI: 10.1016/J.APENERGY.2019.03.167.
DPR 412/1993, *Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10*.
EEA, (2017), *Climate change, impacts and vulnerability in Europe 2016. An indicator-based report*. EEA Report No 1/2017.
GUAN L., (2009), Preparation of future weather data to study the impacts of climate change on buildings. *Build Environ.*, 44, 793-800, DOI: 10.1016/j.buildenv.2008.05.021.
ISPRA (2015), *Il clima futuro in Italia: analisi delle proiezioni dei modelli regionali*, Stato dell'Ambiente 58/2015, ISBN 978-88-448-0723-8.
ISPRA (2017), *Consumi energetici e heating degree days (HDD) a confronto. Proiezioni al 2050 degli HDD in differenti scenari climatici*. Rapporto 277/2017, ISBN 978-88-448-0875-4.
ISPRA (2019), *Gli indicatori del clima in Italia nel 2018*, Stato dell'Ambiente 88/2019, ISBN 978-88-448-0955-3.

- JACOB D., PETERSEN J., EGGERT B., ALIAS A., CHRISTENSEN O., BOUWER L., BRAUN A., COLETTE A., DÉQUÉ M., GEORGIEVSKI G., GEORGOPOULOU E., GOBIET A., MENUT L., NIKULIN G., HAENSLER A., HEMPELMANN N., JONES C., KEULER K., KOVATS S. & YIOU P. (2014), EURO-CORDEX: New high-resolution climate change projections for European impact research. *Regional Environmental Change*, 14, DOI: 10.1007/s10113-013-0499-2.
- JEREZ S., TOBIN I., VAUTARD R., ET AL. (2015), The impact of climate change on photovoltaic power generation in Europe. *Nature Communication*, 6, 10014, DOI: 10.1038/ncomms10014.
- MOAZAMI A., NIK V. M., CARLUCCI S. & GEVING S. (2019), Impacts of future weather data typology on building energy performance - Investigating long-term patterns of climate change and extreme weather conditions. *Applied Energy*, 238, 696-720, DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.01.085.
- PACHAURI ET AL., 2014, Climate Change (2014). Synthesis Report. *Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Geneva: IPCC.
- PERNIGOTTO G., PRADA A. & GASPARILLA A. (2020), Extreme Reference Years for Building Energy Performance Simulation. *Journal of Building Performance Simulation*, 13(2), 152-166, DOI: 10.1080/19401493.2019.1585477.
- SPINONI J., VOGT J. & BARBOSA P. (2015), European degree-day climatologies and trends for the period 1951-2011. *International Journal of Climatology*, 35, 25-36, DOI: 10.1002/joc.3959.
- SPINONI J., VOGT J.V., BARBOSA P., DOSIO A., MCCORMICK N., BIGANO A., FÜSSEL H.M. (2018), Changes of heating and cooling degree-days in Europe from 1981 to 2100. *International Journal of Climatology*, DOI: 10.1002/joc.5362.
- UNI 10349-1:2016, *Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - Dati climatici - Parte 1: Medie mensili per la valutazione della prestazione termo-energetica dell'edificio e metodi per ripartire l'irradiazione solare nella frazione diretta e diffusa e per calcolare l'irradiazione solare su di una superficie inclinata*.
- UNI 10349-3:2016, *Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - Dati climatici - Parte 3: Differenze di temperatura cumulate (gradi giorno) ed altri indici sintetici*.
- UNI/TR 10349-2:2016, *Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - Dati climatici - Parte 2: Dati di progetto*.

B) CAMBIAMENTI CLIMATICI PRECIPITAZIONI

P.A.T., Università degli studi di Trento - Dipartimento di ingegneria Civile, Ambientale e Meccanica, *Water resources and the use of hydroelectricity in the Autonomous Province of Trento*, Trento, South East Europe Transnational Cooperation Programme, progetto Orientgate, 2014.

B) TUTELA QUALITÀ DELL'ARIA

http://www.appa.provincia.tn.it/pianificazione/Piano_tutela_aria/-Inventario_emissioni_atmosfera%20pagina16.html

C) SCENARIO COMPLESSIVO

- UNITED NATIONS (1998), *Kyoto protocol to the United Nations framework convention on climate change*.
- UNITED NATIONS (2015), *Paris Agreement*. 2015.
- EUROPEAN COMMISSION (2010), *Europe 2020. A strategy for smart, sustainable and inclusive growth*.
- EUROPEAN COMMISSION (2014), *A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030*.
- EUROPEAN COMMISSION (2018), *A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*.
- EUROPEAN COMMISSION (2018), *Final Report of the High-Level Panel of the European Decarbonisation Pathways Initiative*.
- CORMIO C., DICORATO, M. MINOIA, A. & TROVATO M. (2003, Apr.1), A regional energy planning methodology including renewable energy sources and environmental constraints. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 7(2):99-130.
- TERRADOS J., ALMONACID G. & HONTORIA L. (2007 Aug 1), Regional energy planning through SWOT analysis and strategic planning tools: Impact on renewables development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(6):1275-87.
- BROWN T., SCHLACHTBERGER D., KIES A., SCHRAMM S. & GREINER M. (2018, Oct 1), Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable European energy system. *Energy*, 160:720-39.
- BRAMSTOFT R. & SKYTTE, K. (2017), Decarbonizing Sweden's energy and transportation system by 2050. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, 14:3-20.
- LUND H., ØSTERGAARD P.A., CONNOLLY D., RIDJAN I., MATHIESEN B.V., HVELPLUND F., THELLUFSEN J.Z. & SØRKJÆV P. (2016, Oct 29), Energy storage and smart energy systems. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, 11:3-14.

- PONCELET K., DELARUE E., SIX D., DUERINCK J. & D'HAESELEER W. (2016, Jan 15), Impact of the level of temporal and operational detail in energy-system planning models. *Applied Energy*, 162:631-43.
- CONNOLLY D., LUND H., MATHIESEN B.V. & LEAHY M. (2010, Apr 1), A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied energy*, 87(4):1059-82.
- RINGKJØB H.K., HAUGAN P.M. & SOLBREKKE I.M. (2016 Nov, 1), A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96:440-59.
- HERBST A., TORO F., REITZE F. & JOCHEM E. (2012, Apr.1), Introduction to energy systems modelling. *Swiss journal of economics and statistics*, (2012 Apr 1) 148(2):111-35.
- LUND H., ANDERSEN A.N., ØSTERGAARD P.A., MATHIESEN B.V., 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.
- LUND H., ØSTERGAARD P.A., CONNOLLY D., MATHIESEN B.V., Smart energy and smart energy systems. *Energy*, 2017 Oct 15;137:556-65.
- MATHIESEN B.V., LUND H., CONNOLLY D., WENZEL H., ØSTERGAARD P.A., MÖLLER B., NIELSEN S., RIDJAN I., KARNØE P., SPERLING K., HVELPLUND F.K., Smart Energy Systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions. *Applied Energy*, 2015 May 1;145:139-54.
<https://www.energyplan.eu/>. [Accessed: 1 March 2020].
- ØSTERGAARD P.A., Reviewing EnergyPLAN simulations and performance indicator applications in EnergyPLAN simulations. *Applied Energy*, 2015 Sep 15;154:921-33.
- MAHBUB M.S., COZZINI M., ØSTERGAARD P.A., ALBERTI F., Combining multi-objective evolutionary algorithms and descriptive analytical modelling in energy scenario design. *Applied Energy*, 2016 Feb 15;164:140-51.
- MAHBUB M.S., 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.
- MAHBUB M.S., 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.
- PRINA M.G., COZZINI M., GAREGNANI G., MANZOLINI G., MOSER D., OBEREGGER U.F., PERNETTI R., VACCARO R., SPARBER W., Multi-objective optimization algorithm coupled to EnergyPLAN software: The EPLANopt model. *Energy*, 2018 Apr 15;149:213-21.
- PRINA M.G., 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.
- BELLOCCHI S., GUIDI G., DE IULIO R., MANNO M., NASTASI B., NOUSSAN M., PRINA M.G., ROBERTO R., Analysis of smart energy system approach in local alpine regions-A case study in Northern Italy. *Energy*, 2020 May 5:117748.
- PRINA M.G., 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.
- PRINA M.G., 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.
- PRINA M.G., 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.
- BELLOCCHI S., MANNO M., NOUSSAN M., PRINA M.G., 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.
- P.A.T., Reg.delib. n. 482, *Piano energetico-ambientale provinciale 2021-2030*. Approvazione dello Schema di Protocollo d'Intesa, 2018.
- Università degli Studi di Trento, *Analisi dei flussi energetici nella Provincia Autonoma di Trento*, 2019.
<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche>. [Accessed: 1 March 2020].
<https://www.gse.it/dati-e-scenari/monitoraggio-fer/monitoraggio-regionale/Trentino>. [Accessed: 1 March 2020].
- ENEA, *Rapporto sulle detrazioni fiscali per la riqualificazione del patrimonio edilizio esistente*, 2018.
<http://www.energia.provincia.tn.it/>. [Accessed: 1 March 2020].
<https://www.airu.it/teleriscaldamento/>. [Accessed: 1 March 2020].
- AIEL. Indagine sui flussi di biomassa in Trentino a fini energetici con riferimento al segmento pellet. 2019.
<https://dgsaie.mise.gov.it/>. [Accessed: 1 March 2020].
<http://www.commercio.provincia.tn.it/>. [Accessed: 1 March 2020].
<http://www.hydrodolomitienergia.it/>. [Accessed: 1 March 2020].
<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>. [Accessed: 1 March 2020].
- 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.
<http://sdi-pat.provincia.tn.it/>. [Accessed: 1 March 2020].
 Cambridge Econometrics, Fuelling Italy's Future: How the transition to lowcarbon mobility strengthens the economy. 2018.
<https://www.mercatoelettrico.org/It/Default.aspx>. [Accessed: 1 March 2020].
 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.
 SHAKYA S.R., SHRESTHA R.M., 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.
 PURSIHEIMO E., HOLTINEN H., KOLJONEN T., Inter-sectoral effects of high renewable energy share in global energy system. *Renewable Energy*, 2019 Jun 1;136:1119-29.
 RUHNAU O., BANNIK S., OTTEN S., PRAKTIKUNJO 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.
 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.
<http://demo.istat.it/>. [Accessed: 1 March 2020].
 MISE, *Proposta di piano nazionale integrato per l'energia e il clima*, 2018.
 POLIMI, *Energy Storage Report*, 2016.
 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.
<https://infoenergia.provincia.tn.it/>. [Accessed: 1 March 2020].
<https://www.gse.it/>. [Accessed: 1 March 2020].
<https://www.gse.it/dati-e-scenari/monitoraggio-fer/monitoraggio-nazionale/settore-elettrico>. [Accessed: 1 March 2020].
 IEA. Technology Roadmap. Solar Photovoltaic Energy. 2014.
 IEA. Technology Roadmap. Energy-efficient Buildings: Heating and Cooling Equipment. 2011.
 IEA. Technology Roadmap. Bioenergy for Heat and Power. 2012.
 IEA. Technology Roadmap. Hydrogen and Fuel Cells. 2015.
 IEA. Technology Roadmap. Fuel Economy of Road Vehicles. 2012.
 IEA. Technology Roadmap. Energy storage. 2014.
 IEA. Technology Roadmap. Hydropower. 2012.
 CONNOLLY D., ENERGYPLAN COST DATABASE. Version 3.0, 2015.
<https://www.iea.org/etp/etpmodel/assumptions/>. [Accessed: 1 March 2020].
<https://www.arera.it/it/prezzi.htm>. [Accessed: 1 March 2020].
<https://www.aielenergia.it/>. [Accessed: 1 March 2020].
<http://www.rse-web.it/home.page>. [Accessed: 1 March 2020].
<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union>. [Accessed: 1 March 2020].
 COVENANT OF MAYORS, The Covenant of Mayors for Climate and Energy Reporting Guidelines, 2016.

D) SCENARI SETTORIALI

Riqualificazione energetica

BELLO A., Ricostruzione quantitativa delle riqualificazioni energetiche effettuate sugli edifici residenziali in Trentino dal 1990 al 2017.
 CARRARA F., BRUNELLI R., BORGARELLO M., Provincia autonoma di Trento - I consumi energetici - I - Il riscaldamento residenziale, 2015, APRIE, rapporto interno.
 CAPOZZA A., CARRARA F., GOBBI M., MADONNA F., RAVASIO F., PANZERI A., Analisi tecnico-economica di interventi di riqualificazione energetica del parco edilizio residenziale italiano RSE 14002104, 2013. Rapporto Ricerca di Sistema.
 Decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412. Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10. (GU Serie Generale n.242 del 14-10-1993 - Suppl. Ordinario n. 96), 1993.
 Decreto Interministeriale del 26 giugno 2015, Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici. Supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale" n. 162 del 15 luglio 2015 - Serie generale.
 MADONNA F., CORRADO V., *Studio sulla riqualificazione energetica di edifici residenziali RSE 14002701*, 2013.
 ISTAT, *Censimento della popolazione e delle abitazioni*, UniData - Bicocca Data Archive, Milano 2011.

- UBOLDI F., LUSSANA C. AND SALVATI M., *Three-dimensional spatial interpolation of surface meteorological observations from high-resolution local networks*, 2008.
- UNI EN ISO 13790, Prestazione energetica degli edifici - Calcolo del fabbisogno di energia per il riscaldamento e il raffrescamento, UNI Ente Italiano di Normazione, 2008.
- UNI/TS 11300-2, Prestazioni energetiche degli edifici - Parte 2: Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria, 2008.

Pompe di Calore

- BELLO A., *Scenario di riqualificazione energetica degli edifici residenziali in Trentino*.
- CARRARA F., BRUNELLI R., BORGARELLO M., Provincia autonoma di Trento - I consumi energetici - I - Il riscaldamento residenziale, 2015, APRIE, rapporto interno.
- CAPOZZA A., CARRARA F., GOBBI M., MADONNA F., RAVASIO F., PANZERI A., *Analisi tecnico-economica di interventi di riqualificazione energetica del parco edilizio residenziale italiano RSE 14002104*, 2013, Rapporto Ricerca di Sistema,
- MADONNA F., CORRADO V., *Studio sulla riqualificazione energetica di edifici residenziali RSE 14002701*, 2013.
- PINAMONTI M., PRADA A. AND BAGGIO P., Rule-based control strategy to increase photovoltaic self-consumption of a modulating heat pump using water storages and building mass activation. *Energies*, 13(23), 2020.
- UNI 10349-1, Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - Dati climatici - Parte 1: Medie mensili per la valutazione della prestazione termo-energetica dell'edificio e metodi per ripartire l'irradiazione solare nella frazione diretta e diffusa e per calcolare l'irradianza solare su di una superficie inclinata. UNI Ente Italiano di Normazione, 2016.
- UNI EN 16147, Pompe di calore con compressore elettrico - Prove, valutazione delle prestazioni e requisiti per la marcatura delle apparecchiature per acqua calda sanitaria. UNI Ente Italiano di Normazione, 2017.
- UNI EN ISO 52016-1, Prestazione energetica degli edifici - Fabbisogni energetici per riscaldamento e raffrescamento, temperature interne e carichi termici sensibili e latenti - Parte 1: Procedure di calcolo. UNI Ente Italiano di Normazione, 2018.
- UNI/TR 10349-2, Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - Dati climatici - Parte 2: Dati di progetto. UNI Ente Italiano di Normazione, 2016.
- UNI/TR 11552, Abaco delle strutture costituenti l'involucro opaco degli edifici - Parametri termofisici. UNI Ente Italiano di Normazione, 2014.
- UNI/TS 11300-2, Prestazioni energetiche degli edifici - Parte 2: Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria, 2008.
- UNI/TS 11300-4, Prestazioni energetiche degli edifici - Parte 4: Utilizzo di energie rinnovabili e di altri metodi di generazione per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria. UNI Ente Italiano di Normazione, 2016.
- UNIVERSITY OF WISCONSIN-MADISON, Solar Energy Laboratory. TRNSYS, a Transient Simulation Program. Madison, Wisconsin: The Laboratory, 1975.

Efficientamento industria

- <http://www.appa.provincia.tn.it/Prepair/>. [Online].
- ISTAT, *Classificazione delle attività economiche Ateco 2007*, [Online]. Available: https://www.istat.it/it/files/2011/03/metenorme09_40classificazione_attivita_economiche_2007.pdf.
- ISTAT, *Note di metodologia*, [Online]. Available: <https://www.istat.it/it/files//2012/08/Nota-metodologica.pdf>.
- ISPAT, *Imprese dell'industria in senso stretto per classe dimensionale e settore*, 2016. [Online]. Available: <http://www.statweb.provincia.tn.it/annuario/>.
- TERNA, *Statistiche Regionali*, 2016. [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>.
- https://www.arera.it/it/dati/elenco_dati.htm. [Online].
- CISMA, «*Inventario delle emissioni delle Provincia di Trento - anno 2013*», APPA anno 2015.
- E. S. Group, *Energy Efficiency Report - Le sfide dello Smart Manufacturing per ESCo e Utilities*.
- RSE, *L'efficienza energetica nell'industria: potenzialità di risparmio energetico e impatto sulle performance e sulla competitività delle imprese*.
- Viessmann, *Guida all'efficienza energetica nelle aziende vinicole*, [Online]. Available: <https://industriale.viessmann.it/guide/guida-efficienza-energetica-aziende-vinicole>.
- C. s. i. tessile. [Online]. Available: http://www.ui.prato.it/UnioneDigitale/duplicatinovita/IMAGINE/Settoriale%20prato_180112.pdf.
- LECTA, *Dichiarazione Ambientale di Cartiere del Garda S.p.A.*, 2017-2020.
- c. s. legno e mobilio, *Ispra ambiente*, [Online]. Available: http://www.isprambiente.gov.it/public_

files/cicli_produttivi/Falegnamerie/Falegnamerie.pdf.

«Plastic Energy Saving Guide».

IperCER, «Efficienza energetica e industria ceramica 4.0,» [Online]. Available: <https://docplayer.it/53051172-Efficienza-energetica-e-industria-ceramica-4-0.html>.

[Online]. Available: <http://www.lovatotechnology.com/index.php/it/>.

[Online]. Available: <http://www.pratoartestoria.it/id190.htm>.

C. E. P. co, *Strategia territoriale italiana del progetto CEEM «CentralEnvironmental and Energy Management as a kit for survival»*, 2007-2013.

ISPAT, *Numero delle imprese attive e addetti per settore di attività economica*, 2016. [Online]. Available: <http://www.statweb.provincia.tn.it/annuario/>.

ISTAT, *Prodotto interno lordo regionale*, [Online]. Available: <http://dati.istat.it/Index>.

ISPAT-annuari, *Andamento PIL provinciale*, [Online]. Available: <http://www.statweb.provincia.tn.it/PubblicazioniHTML/Annuari>.

ISTAT, *Valore aggiunto*, [Online]. Available: <http://dati.istat.it/Index>.

http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DICA_ASIAUE1P. [Online].

ISTATmetadati. [Online]. Available: <http://squal.istat.it/SIQual/visualizza.do?id=0026000&refresh=true&language=IT>.

A. B. P. Baggio, *Bozza PEAP - Analisi dei flussi energetici nella Provincia Autonoma di Trento*.

TERNA, *Statistiche regionali 2017*.

TERNA, *Codice di Rete - Glossario dei termini*.

GSE, *Rapporto Statistico 2016 - Solare fotovoltaico*.

U. i. Varese, *L'efficienza energetica: casi ed esperienze*.

ASSOCARTA, *L'industria cartaria nel 2016*, 2017.

C. d. Fornace. [Online]. Available: <https://www.comune.fornace.tn.it/Territorio/Informazioni-utili/Portido>.

ISPRA, *Scenari di consumi elettrici al 2050*.

GSE, *Valutazione del potenziale nazionale e regionale della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente*, 2016.

BIOENAREA. [Online]. Available: http://www.energia.provincia.tn.it/binary/pat_agenzia_energia/Bioenarea_Final%20publication_PAT_0.pdf.

R. M. a. J. Norman, *Spatial modelling of industrial heat loads and recovery potential in the UK*, 2010.

ENEA, *Micro-cogenerazione: scenari di sviluppo alla luce delle normative e sviluppo di un modello di simulazione*, 2016.

S. SNAM. [Online]. Available: https://www.snam.it/it/hydrogen_challenge/report_ia/.

E. s. R. IEA. [Online].

C. europea. [Online]. Available: <https://cor.europa.eu/IT/our-work/Pages/OpinionTimeline.aspx?opld=CDR-549-2020>.

P.-P. E. e. Clima, *MISE*, 2020. [Online]. Available: https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf.

A. Passalacqua, *Strategie data driven per migliorare l'efficienza produttiva*, 2017.

Y. Bing Song, *Data driven approach for discovery of energy saving potentials in manufacturing factory. 25th CIRP Life Cycle Engineering (LCE) Conference*, Copenhagen, 2018.

MISE, *Transizione 4.0*, 2020. [Online]. Available: <https://www.mise.gov.it/index.php/it/transizione40>.

bigdata4innovation. [Online]. Available: <https://www.bigdata4innovation.it/big-data/big-data-analytics-data-science-e-data-scientist-soluzioni-e-skill-della-data-driven-economy/>.

DM 20 luglio 2014.

FIRE, *Power Point corso FIRE luglio 2019*, 2019.

ENEA1. [Online]. Available: <http://www.energiaenergetica.enea.it/per-le-imprese/documenti-1/diagnosi-energetica/ig-de-assocarta-final.pdf>.

ENEA2. [Online]. Available: <http://www.energiaenergetica.enea.it/allegati/Studio%20ENEA.pdf>.

IETD. [Online]. Available: <http://ietd.iipnetwork.org/content/glass#benchmarks>.

ENEA4. [Online]. Available: <http://www.energiaenergetica.enea.it/per-le-imprese/diagnosi-energetiche/allegati/valutazione-di-indici-di-prestazioni-energetiche-per-i-settori-fonderie-ceramica-e-produzione-della-carta>.

http://www.statistica.provincia.tn.it/dati_online/. [Online].

ISTAT, *Classificazione delle attività economiche Ateco 2007*, 2009.

D. d. d. d. s. 2019, *TERNA*, 2019. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/DDS%20libro%2009%2030%2017h15_8d745ced8696c60.pdf.

MISE, *2020-2030, PNIEC - Piano Nazionale Energia e Clima*.

ISPRA, *Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei*, 2020. [Online]. Available: https://www.isprambiente.gov.it/files2020/pubblicazioni/rapporti/Rapporto317_2020.pdf.

ARERA, *Tabella parametri standard nazionali*, 2016. [Online]. Available: https://www.minambiente.it/sites/default/files/archivio/allegati/emission_trading/tabella_coeficienti_standard_nazionali_2013_2015_v2.pdf.

A.D.R.S.E.T.D.T. - COSTESI A., *Tecnologie di abbattimento dei composto organici volatili nella produzio-*

ne di materiali plastici rinforzati.

ENEA, *RAEE - Relazione Annuale dell'Efficienza Energetica 2019*, 2019.

TERNA, *Rapporto mensile marzo*, [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Rapporto_Mensile_Marzo%202020_8d7e2e8daf6c65c.pdf.

TERNA, *Relazione mensile aprile*, [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Rapporto_Mensile_Aprile%202020_8d7fda6a96bc659.pdf.

Governo, *DL Rilancio 19/05/2020*, [Online]. Available: <http://www.governo.it/it/dl-rilancio>.

Governo, *Piano Colao - Iniziativa per il rilancio «Italia 2020-2022»*, [Online]. Available: <http://www.governo.it/it/articolo/iniziativa-il-rilancio-italia-2020-2022/14726>.

Governo, *Industria 4.0*, [Online]. Available: https://www.camera.it/temiap/documentazione/temi/pdf/1183233.pdf?_1582131056011.

MiSE, *Credito d'imposta per investimenti in beni strumentali*, [Online]. Available: <https://www.mise.gov.it/index.php/it/incentivi/impresa/credito-d-imposta-beni-strumentali>.

MiSE, *Bollettino prezzi carburanti*, [Online]. Available: https://dgsaie.mise.gov.it/prezzi_carburanti_settimanali.php.

C. d. Rumo, *Relazione valutazione offerta*.

Frigor, *Relazione tecnica dell'intervento*.

Confindustria, *LIBRO BIANCO per uno sviluppo efficiente delle fonti rinnovabili al 2030*.

E. S. Group, *Report 2019*.

FIRE. [Online].

ENEA. [Online].

Mobilità sostenibile

EUROPEAN COMMISSION (Bruxelles, 20.7.2016 COM(2016) 501 final), *Strategia europea per una mobilità a basse emissioni*.

Ministero dei trasporti: mobilità sostenibile e trasporto pubblico locale

RONCHI E. (a cura di), *Relazione sullo stato della green economy - focus uscire dalla pandemia con il Green Deal*, Fondazione per lo sviluppo sostenibile, Roma 2020.

AA.VV., *Report 2 Covid-19 studio preliminare degli effetti delle misure covid-19 sulle emissioni in atmosfera e sulla qualità dell'aria nel bacino padano*, progetto LIFE PREPAIR, www.lifeprapair.eu, Emilia Romagna agosto 2020.

Produzione idroelettrica

Provincia autonoma di Trento; Università degli studi di Trento - Dipartimento di ingegneria Civile, Ambientale e Meccanica, "Water resources and the use of hydroelectricity in the Autonomous Province of Trento", Trento, South East Europe Transnational Cooperation Programme, progetto Orientgate, 2014.

Comunità energetiche

PINAMONTI M., BEAUSOLEIL-MORRISON I., PRADA A., BAGGIO P., Water-to-water heat pump integration in asolar seasonal storage system for space heating and domestic hot water production of a single-family house in a cold climate. *Solar Energy*, 2021, 213, pp. 300-311.

PINAMONTI M., BAGGIO P., Energy and economic optimization of solar-assisted heat pump systems with storage technologies for heating and cooling in residential buildings. *Renewable Energy*, 2020, 157, pp. 90-99.

PINAMONTI M., PRADA A., BAGGIO P., Control strategies to increase the photovoltaic self-consumption for airsource heat pump systems. *Building Simulation Applications*, 2020, 2020-June, pp. 259-266.

BEE E., PRADA A., BAGGIO P., PSIMOPOULOS E., Air-source heat pump and photovoltaic systems for residential heating and cooling: Potential of self-consumption in different European climates. *Building Simulation*, 2019, 12(3), pp. 453-463.

BAGGIO P., BEE E., PRADA A., Demand-side management of air-source heat pump and photovoltaic systems for heating applications in the Italian context Environments - MDPI, 2018, 5(12), pp. 1-12, 132.

Biomassa legnosa

P.A.T. Agenzia per le risorse idriche e l'energia, (2017), Rapporto di Monitoraggio biomassa legnosa Provincia Autonoma di Trento (determinazione del Dirigente dell'Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia n. 60 di data 15 novembre 2017).

P.A.T. (2014), Attuazione Piano Energetico Ambientale Provinciale 2013-2020: ricognizione dei quantitativi di cippato disponibile per usi energetici e criteri per il finanziamento di nuovi impianti di utilizzazione. Deliberazione della Giunta provinciale n.1826 d.d. 27/10/2014.

Biogas

Si riportano di seguito le principali fonti di natura bibliografica consultate durante lo studio, in abbinamento alle fonti interne derivanti da precedenti studi condotti sulle realtà locali:

- PIERATTI E., TOMASI L., SILVESTRI S., *Piano di Azione per le Biomasse - Analisi dell'utilizzo di biomassa in Provincia Autonoma di Trento, Processi e Tecnologie di valorizzazione energetica, Potenzialità e sviluppo e prospettive future*, 2012.
- CENTRO RICERCHE PRODUZIONI ANIMALI - CRPA S.p.A., *Manuale per l'utilizzazione agronomica degli effluenti zootecnici*, 2001.
- BIOGAS CHANELL, *Aspects to take into consideration for producing biomethane from small scale plants. - interviste ai principali operatori di settore*, 2020.
- BORDONI A., ROMAGNOLI E., FOPPA PEDRETTI E., TOSCANO G., ROSSINI G., COZZOLINO E., *La filiera del biogas - Aspetti salienti sullo stato dell'arte e prospettive*, 2009.

DIMENSIONE ENERGETICA, AMBIENTE COSTRUITO, PAESAGGIO

- BERTIN M., MARAGNO D., MUSCO F., *Pianificare l'adattamento al cambiamento climatico come gestione di una macro-emergenza locale*, 2019.
- PIETRAPERTOSA F., SALVIA M., DE GREGORIO HURTADO S., D'ALONZO V., CHURCH J.M., GENELETTI D., MUSCO F., RECKIENG D., *Urban climate change mitigation and adaptation planning: Are Italian cities ready?*, 2019.
- MUSCO F., FREGOLENT L. (a cura di), *Pianificazione urbanistica e clima urbano. Manuale per la riduzione dei fenomeni di isola di calore urbano*, Ed. Il Poligrafico, 2014.
- Consiglio Federale svizzero, *Adattamento ai cambiamenti climatici in Svizzera Piano d'azione 2020-2025*, 2020.
- UFFICIO FEDERALE DELL'AMBIENTE UFAM, Confederazione Svizzera, *Ondate di calore in città*, Berna, 2018.
- UFFICIO FEDERALE DELLO SVILUPPO TERRITORIALE ARE, Confederazione Svizzera, *Cambiamenti climatici e sviluppo del territorio*, Berna, 2018.
- A.A.V.V. *Reticula*, numero monografico 4/2013, Climate change, naturalità diffusa e pianificazione territoriale, ISPRA, 2013.
- A.A.V.V., *Padova resiliente. Linee guida per la costruzione del piano di adattamento al cambiamento climatico*, IUAV, 2016.
- GEORGIADES T., *Cambiamenti climatici ed effetti sulle città*, Regione Emilia Romagna, 2018.
- DISPOTO G., GARGIULO C., *Governo delle trasformazioni urbane e riduzione dei consumi energetici*, CLEAN ED., 2015.
- Avçilar K., *Design Methodologies of Climate Protection Plans in Metropolitan Areas The Case of Istanbul Metropolitan Area*, Tesi di dottorato relatore prof. Morello, Politecnico di Milano School of Architecture, Urban Planning and Construction Engineering, Faculty of Architecture Department of Urban Planning and Policy Design, 2019.
- EUROPEAN COMMISSION (Bruxelles, 14.10.2020 COM (2020) 662 final), *A Renovation Wave for Europe - greening our buildings, creating jobs, improving lives*, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu_renovation_wave_strategy.pdf, 2020.
- PALERMO V., (2016) Tesi di dottorato *Pianificazione urbanistica ed efficienza energetica: analisi e valutazione della performance energetica urbana*, Università degli studi di Catania - dipartimento di Ingegneria Civile e Architettura - XXIX Ciclo - Dottorato di ricerca in "Valutazione e mitigazione dei rischi urbani e territoriali", 2016.
- <https://www.paesaggiotrentino.it/it/>
- EUROPEAN COMMISSION (Bruxelles, 20.7.2016 COM(2016) 501 final), *Strategia europea per una mobilità a basse emissioni*, 2016.
- <https://www.legambiente.it/wp-content/uploads/2020/06/rapporto-comunita-rinnovabili-2020.pdf>
- Mazzocchi L., *Le Comunità dell'Energia: benefici attesi, regole, il ruolo della ricerca webinar Cesisp*, 2020.
- Caramizaru A., Uihlein A., *Energy communities: an overview of energy and social innovation European Commission*, JRC Science for policy report, 2020.
- Koirala B.P., Koliou E., Friege J., Hakvoort R.A., Herder P.M., *Energetic communities for community energy: A review of key issues and trends shaping integrated community energy systems*, 2015.
- LUCCHI E., EXNER D., D'ALONZO V., ROCCAMENA L., *Analisi delle prestazioni energetiche del patrimonio costruito nel Comune di Madruzzo (borgo di Calavino)*, Bolzano, EURAC, Comune di Madruzzo, 2019.
- http://osservatorio.energia.provincia.tn.it/extra/maps/comuni_PAT_PRIC.html

