



MINISTERO DELLE INFRASTRUTTURE E DEI TRASPORTI  
ENTE NAZIONALE AVIAZIONE CIVILE



AEROPORTO "MARCO POLO" DI TESSERA - VENEZIA

Concessionaria del MINISTERO DELLE INFRASTRUTTURE E DEI TRASPORTI



COMMESSA

MASTERPLAN 2023-2037

**PIANIFICAZIONE**

ELABORATO

RELAZIONE GENERALE ILLUSTRATIVA

COD. MIA MACRO INT.: In fase di assegnazione

CODICE MIA: In fase di assegnazione

COD. C.d.P.: 8.3.1

CODICE ELABORATO

PI - TE01.1 - 01

REV.	DATA	DESCRIZIONE	REDAZIONE	VERIFICA	APPROV.	P.M. SAVE	NOME FILE:
0	24/11/2023	Prima emissione	AL	ML	DB	S.Giacometti	FILE DI STAMPA:
1	08/03/2024	Agg. per verifiche SAVE	AL	ML	DB	S.Giacometti	SCALA: ----

PROGETTISTA

**alperia**

ALPERIA GREEN FUTURE S.r.l.  
Sede Legale: Via Dodiciville 8 - 39100 Bolzano (BZ)  
telefono: +39/0471 986 111  
e-mail: greenfuture@alperia.eu  
www.alperigroup.eu

DIRETTORE TECNICO E  
PROGETTISTA

ing. Luca Fresi

RESPONSABILE INTEGRAZIONE  
PRESTAZIONI SPECIALISTICHE  
SAVE S.p.A.

Ing. Davide Bassano

**seingim**

SEINGIM S.r.l.  
Sede Legale: Viale Duca D'Aosta, 67/6 Ceggia (VE)  
telefono: +39/0421 323 007  
e-mail: info@seingim.it  
www.seingim.it

DIRETTORE TECNICO,  
PROGETTISTA E RESPONSABILE  
INTEGRAZIONE PRESTAZIONI  
SPECIALISTICHE

ing. Davio Buoro

COMMITTENTE

SAVE S.p.A.  
A.M./R.U.P./R.L.

ing. Corrado Fischer

SAVE S.p.A.  
POST HOLDER  
PROGETTAZIONE

ing. Franco Dal Pos

ALLEGATO VERBALE  
PP001-CDP8.3.1-REV00

## SOMMARIO

1	INTRODUZIONE.....	3	4.4	Fabbisogni frigoriferi .....	44
1.1	Obiettivo e sintesi del lavoro svolto.....	3	4.5	Fabbisogni termici .....	45
1.2	L'aeroporto.....	3	4.6	Nuove fonti energetiche e profilo emissioni.....	46
1.3	Il contesto .....	4	5	PIANIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI PROPOSTI.....	47
1.4	La decarbonizzazione .....	5	5.1	Configurazione impiantistica finale .....	47
2	SCENARIO ENERGETICO DI BASELINE.....	7	5.2	Programma temporale.....	47
2.1	Fabbisogni di energia di baseline .....	7	5.3	Zone di Intervento.....	48
2.2	Infrastrutture energetiche attuali .....	7	5.4	Collegamento Tecnologico interrato .....	48
2.3	Fonti energetiche attuali.....	9	5.5	Stazione di alta tensione .....	49
2.4	Misurazioni dati di baseline.....	9	5.6	Analisi autorizzativa.....	50
2.5	Evoluzione dei fabbisogni nei prossimi anni .....	10	5.6.1	Pianificazione e normativa in materia di energie rinnovabili.....	50
2.5.1	Vettore termico .....	10	5.6.2	Pianificazione territoriale e paesaggistica .....	53
2.5.2	Vettore frigo.....	11	5.6.3	Pianificazione locale.....	56
2.5.3	Vettore elettrico .....	14	5.6.4	Ente Nazionale per l'Aviazione Civile (ENAC).....	58
2.5.4	Confronto del modello con i dati del 2022 e 2023.....	18	5.6.5	Conclusioni.....	58
2.5.5	Riepilogo dell'evoluzione dei fabbisogni di baseline .....	19			
3	NUOVE DOTAZIONI IMPIANTISTICHE .....	20			
3.1	Tecnologie considerate.....	20			
3.2	Agrivoltaico .....	20			
3.3	Fotovoltaico su edifici.....	25			
3.4	Batterie di accumulo .....	25			
3.5	Geotermia .....	27			
3.6	Possibilità con le pompe di calore.....	33			
3.7	Idrogeno.....	35			
3.8	Trasformazione della centrale di trigenerazione .....	37			
3.9	Tecnologie accantonate.....	38			
4	MODELLO DI SIMULAZIONE ENERGETICA.....	41			
4.1	Il modello .....	41			
4.2	Ripartizione del soddisfacimento dei fabbisogni energetici globali .....	43			
4.3	Fabbisogni elettrici .....	43			

# 1 INTRODUZIONE

## 1.1 Obiettivo e sintesi del lavoro svolto

Il presente documento illustra il lavoro svolto per approfondire la gestione dei flussi energetici dell'aeroporto. Il fine è individuare le criticità e le opportunità di miglioramento dell'efficienza con l'obiettivo di azzerare, entro il 2030, le emissioni di gas serra legate all'utilizzo di combustibili fossili principalmente utilizzati per la produzione di vettori energetici.

Si parte con un primo inquadramento della struttura, dei suoi parametri di utilizzo (inteso come utenza) e di consumo, nella situazione attuale ed in quella prevista fino all'orizzonte del Masterplan, ovvero fino al 2037. Saranno poi dettagliatamente illustrate una serie di tecnologie ritenute in grado di trasformare drasticamente le capacità di approvvigionamento ed utilizzo dell'energia dell'aeroporto e che consentano di raggiungere l'obiettivo.

Saranno presentati il modello di simulazione energetica ed i risultati ottenibili utilizzando le tecnologie selezionate con le opportune logiche di funzionamento. Infine, sarà esposta la pianificazione dell'adozione delle infrastrutture individuate dilazionate nel tempo, negli spazi dedicati ed entro i confini autorizzativi.

## 1.2 L'aeroporto

L'aeroporto Marco Polo è il principale scalo della regione Veneto ed a partire dal 2012 è classificato come gate intercontinentale nel piano nazionale degli aeroporti, insieme a Roma Fiumicino e Milano Malpensa.

Il sedime aeroportuale occupa un'area di circa 335 ettari ed è ubicato tra la laguna veneta a Sud-Est e la strada statale n.14 a Nord-Ovest, tra il centro abitato di Tessera a Sud-Ovest ed i Cantieri Aeronavali a Nord-Est.



Figura 1-1 – Il terminal ed il sedime aeroportuale nell'area lagunare circostante

La società che gestisce l'aeroporto è SAVE S.p.A., costituita nel 1987, che detiene l'affidamento della gestione fino al 2041 e ha fornito la maggior parte dei dati essenziali per questo lavoro. Tra le attività svolte dal Gruppo SAVE rientrano la gestione delle infrastrutture, il coordinamento dello scalo, la subconcessione di aree e locali commerciali, la gestione dei parcheggi, il ground traffic control ed il servizio di trasporto su pista.

I principali valori indicativi dell'utilizzo della struttura sono rappresentati dal traffico di persone e dai volumi di edifici climatizzati.

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Numero di passeggeri</b>	11.184.608	11.561.594	2.799.688	3.437.204	9.319.135	11.326.212
<b>Numero di voli</b>	95.414	95.232	34.337	39.165	79.171	86.476

Tabella 1-1 Parametri di utilizzo della struttura

Negli ultimi decenni è stata avviata un'operazione di ampliamento dello scalo, costituita principalmente dalla costruzione di una nuova aerostazione. Nel 2016 sono state inaugurate la nuova Darsena ed il Moving Walkway e nel 2017 è stata ultimata la prima fase di espansione del terminal denominata TL1.

L'ultimo ampliamento è datato maggio 2019 e coincide con la prima parte delle opere di sviluppo del terminal (TL2A) che, a causa della pandemia, ha avuto un forte rallentamento. L'aerostazione si estende su tre livelli, oltre ai mezzanini, per una superficie totale di 83.681 m<sup>2</sup> dei quali gli spazi commerciali complessivi (Food & Beverage, Retail e box commerciali informativi) quotano 7.259 m<sup>2</sup>. Al momento, il volume climatizzato complessivo ammonta a 770.104 metri cubi con la ripartizione rappresentata nel grafico che segue.

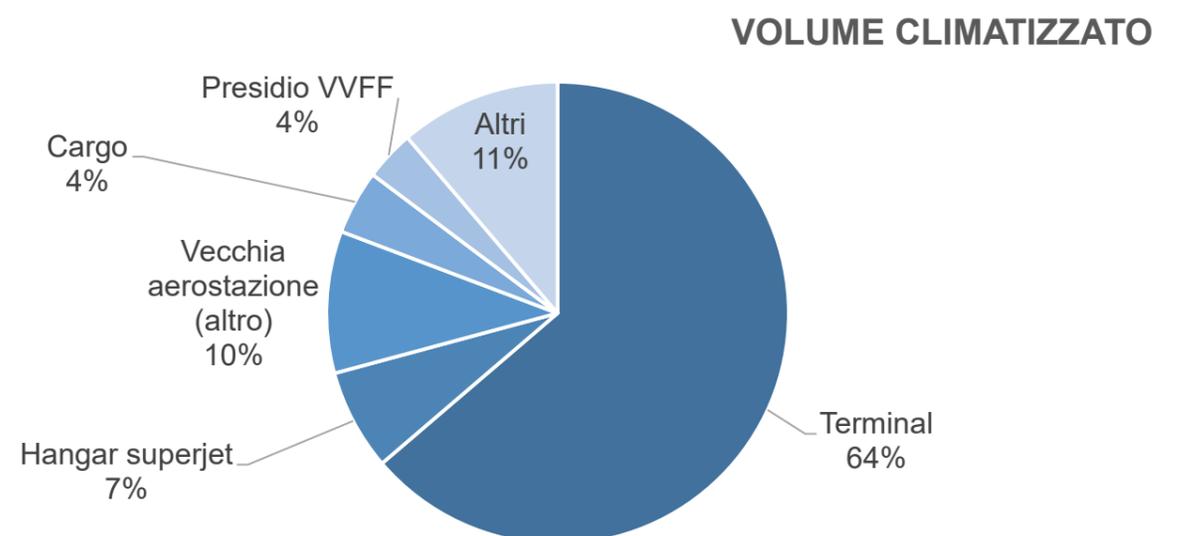


Figura 1-2 Ripartizione dei volumi climatizzati

### 1.3 Il contesto

Negli ultimi anni si stanno verificando, con frequenza sempre maggiore fenomeni estremi come la siccità, le alluvioni, la fusione dei ghiacciai e le conseguenti alte maree, la perdita di biodiversità e le cause sono riconducibili ai cambiamenti climatici globali. Inoltre, esiste un ampio consenso della comunità scientifica sull'evidenza del legame tra le alterazioni del clima e le attività antropiche e più nello specifico, alle emissioni di gas serra in atmosfera.



Figura 1-3 l'acqua alta a Venezia (sinistra), la siccità del fiume Po (destra)<sup>1</sup>

D'altra parte, gli eventi geopolitici degli ultimi mesi hanno influenzato fortemente gli andamenti dei mercati e messo a dura prova le fragilità dei sistemi tecnici ed economici che sostengono il nostro stile di vita. Per questo motivo si rende sempre più necessario individuare tecnologie e infrastrutture che incrementino la resilienza e garantiscano la sicurezza energetica oltre che tutelare l'ambiente.

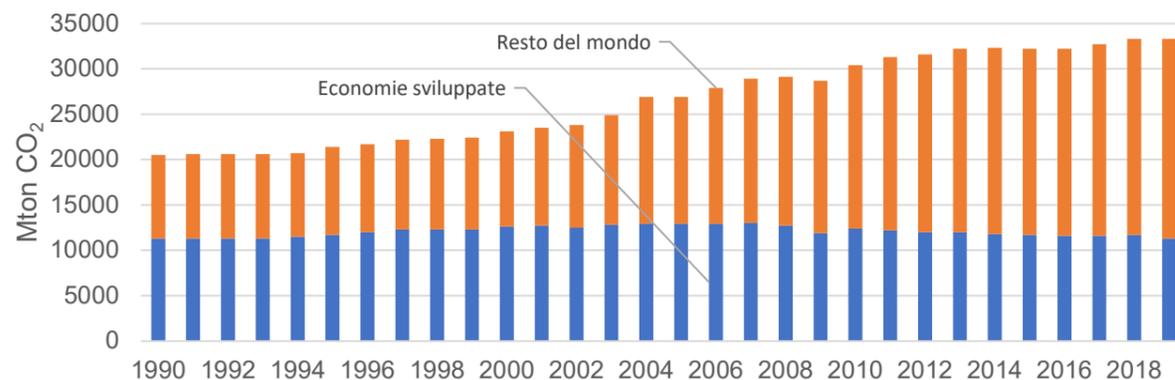


Figura 1-4 - Aumento del tasso di emissione di anidride carbonica mondiali<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Effetto della siccità, fonte: [https://www.esa.int/Space\\_in\\_Member\\_States/Italy/Il\\_fiume\\_Po\\_si\\_prosciuga](https://www.esa.int/Space_in_Member_States/Italy/Il_fiume_Po_si_prosciuga)

<sup>2</sup> Fonte: IEA, Global CO2 emissions in 2019

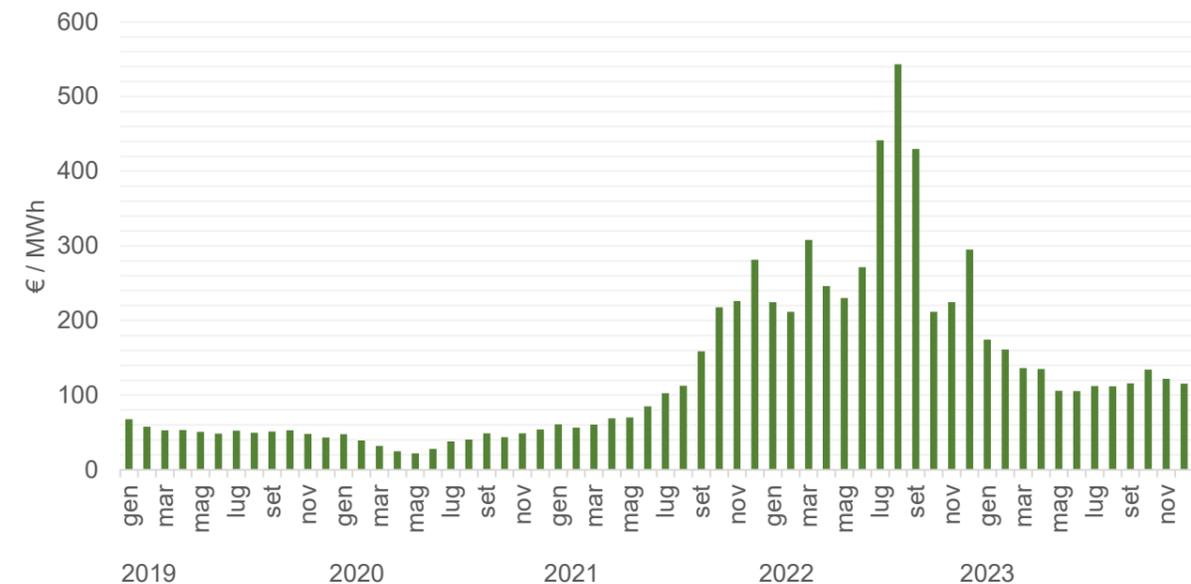


Figura 1-5 Instabilità e aumento dei prezzi dell'energia sul mercato italiano<sup>3</sup>

La Commissione europea propone un quadro di riferimento in materia di politiche sul clima e sull'energia, nel periodo compreso tra il 2020 e il 2030, il cui fulcro è la riduzione del 40% delle emissioni di gas serra entro il 2030. Dal 2009 è attiva anche la direttiva 2008/101/CE che impone agli operatori che esercitano attività di trasporto aereo, e che rispettano alcuni requisiti, di monitorare e trasmettere le proprie emissioni di CO<sub>2</sub> ogni anno.

La Direttiva (UE) 2018/2001 dispone che gli Stati membri provvedano collettivamente a far sì che nel 2030 la quota di energia da fonti rinnovabili rispetto al consumo finale lordo di energia dell'Unione sia almeno pari al 32%. L'Italia ha fissato i propri contributi nazionali nell'ambito del Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima (PNIEC) coniugando gli obiettivi di sostenibilità, sicurezza economica ed energetica.

A livello nazionale la legislazione segue le direttive attuandone i principi guida mediante l'emanazione di decreti. La più recente legge attuativa nazionale, nonché fulcro normativo, che segue la direttiva europea è il D.lgs. 199 del 08/11/2021 e ss.mm..

Contestualmente, è stato sviluppato il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) volto ad accelerare i processi di cambiamento e di innovazione con particolare attenzione alla transizione ecologica, energetica e digitalizzazione.

<sup>3</sup> Fonte: GME, dati di sintesi MPE-MGP

## 1.4 La decarbonizzazione

Come si è visto, il contesto impone delle azioni volte alla mitigazione dell'impatto ambientale, all'adattamento e resilienza rispetto ai cambiamenti climatici e geopolitici. Per queste ragioni, dal 2014 l'aeroporto ha preso parte al programma volontario **Airport Carbon Accreditation**. A luglio 2022 ha ottenuto il livello 4+ "Transition", ovvero, si sta impegnando nel ridurre le emissioni in maniera assoluta sviluppando un opportuno piano di decarbonizzazione oltre ad instaurare con gli stakeholders delle partnership finalizzate al contenimento delle emissioni. Inoltre, supporta **progetti internazionali** che riducono le emissioni di anidride carbonica in modo da compensare le proprie emissioni residue (ad esempio un impianto eolico in Vietnam che ha compensato le emissioni del 2019 mentre per il 2020 ed il 2020 un impianto idroelettrico in Indonesia).

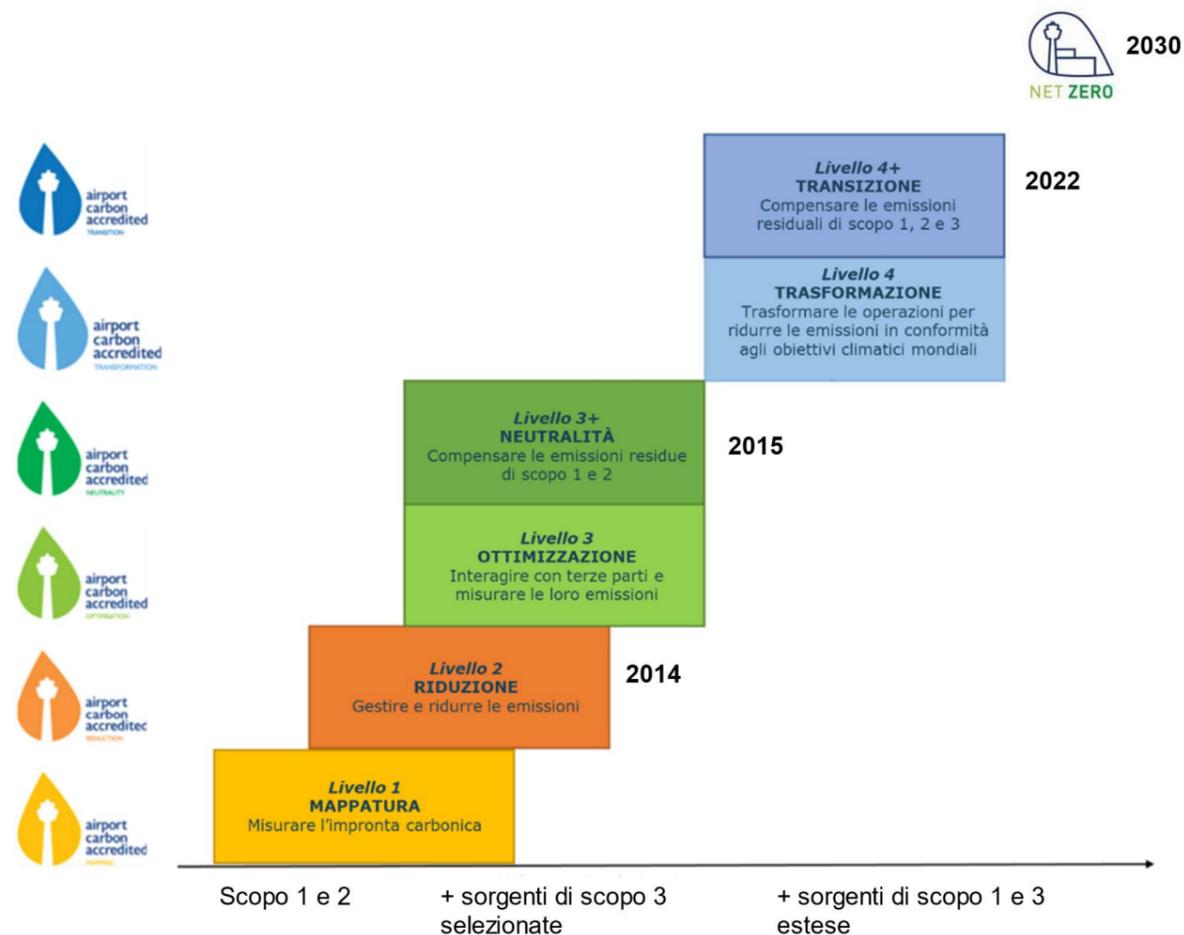


Figura 1-6 Una rappresentazione grafica dei livelli ottenuti nell'ambito della certificazione Airport Carbon Accreditation

Tuttavia, le azioni intraprese **compensano** le emissioni ma **non le eliminano**, per questo, SAVE si è ispirata al traguardo definito dal Gruppo Intergovernativo sul Cambiamento Climatico (l'IPCC è il più importante organismo internazionale per la valutazione dei cambiamenti climatici). L'obiettivo è il cosiddetto **Net Zero al 2030**, ovvero, annullare le emissioni prodotte dalle attività gestite direttamente dalla società.

Il lavoro svolto per la redazione del presente **Masterplan Transizione Energetica** (d'ora in avanti: «il Masterplan») è focalizzato sull'individuazione delle tecnologie disponibili e delle strategie adottabili al fine di annullare le emissioni legate al **consumo di energia**.

In questa relazione saranno sinteticamente spiegate le considerazioni iniziali, le soluzioni valutate ed i risultati.

Il primo passo per la riduzione delle emissioni è l'**identificazione delle sorgenti** e la definizione dei loro confini.

Una prima importante distinzione è effettuata in base a chi detiene la responsabilità, ovvero la possibilità di agire direttamente od indirettamente sulla quota di emissioni dello specifico comparto. Secondo lo standard ISO 14064 strutturato in linea con il protocollo GHG, oltre alla quantificazione, rendicontazione e verifica delle emissioni, vengono definite tre tipologie di sorgenti di emissioni così classificate:

- **Scopo 1 – emissioni dirette:** combustione di prodotti fossili per la produzione di energia elettrica e termica e per la movimentazione dei veicoli. Queste emissioni sono generalmente sotto il diretto controllo dell'organizzazione;
- **Scopo 2 – emissioni indirette:** da consumo energetico; produzione di energia elettrica importata e consumata per apparecchiature, riscaldamento, illuminazione all'interno degli edifici. In questo caso l'organizzazione è responsabile indirettamente per le emissioni prodotte dal fornitore;
- **Scopo 3 – altre emissioni indirette:** emissioni diverse dalle emissioni indirette di gas serra da consumo energetico che sono conseguenza delle attività di un'organizzazione ma che scaturiscono da sorgenti di gas ad effetto serra di proprietà o controllate da altre organizzazioni. È necessario includere tali attività solo se possono essere quantificate e influenzate dall'organizzazione.

Una seconda classificazione può essere effettuata per **ambito** e ne sono stati individuati quattro: la produzione di energia, l'utilizzo dei veicoli, gli aeromobili e gli altri processi ausiliari.

Il presente studio si è focalizzato sul settore della **produzione di energia**. Sono stati approfonditi i sistemi impiantistici per la climatizzazione ed i loro consumi misurati di gas metano, gasolio ed energia elettrica, oltre all'analisi di tutti i servizi e le infrastrutture che possano avere rilevanza sul futuro consumo di energia elettrica, quali ad esempio la ricarica di veicoli elettrici e le Preconditioned Air Units (PCA) a servizio degli aerei.

Le soluzioni individuate nel Masterplan hanno, quindi l'**obiettivo** di azzerare le emissioni di scopo 1 e 2 derivanti dal consumo di energia entro il 2030.

SETTORE	SCOPI	PESO PERCENTUALE <sup>[1]</sup>		
		2019	2023	
Produzione di energia	Scopo 1 e 2	1,66%	1,74%	MASTERPLAN TRANSIZIONE ENERGETICA
	Scopo 3	0,07%	0,26%	
Veicoli	Scopo 1 e 2	0,03%	0,03%	
	Scopo 3	0,19%	0,17%	
Altri processi ausiliari	Scopo 1 e 2	0,04%	0,03%	
	Scopo 3	5,93%	7,63%	
Aeromobili	Scopo 3	92,08%	90,13%	
[1] unità tCO <sub>2e</sub>		100%	100%	

EMISSIONI DI SCOPO 1 E 2 DI TUTTI I SETTORI [tCO <sub>2e</sub> ]			
	2019	2023	
Produzione di energia	95,58%	96,29%	MASTERPLAN TRANSIZIONE ENERGETICA
Veicoli	2,00%	1,86%	
Altri processi ausiliari	2,42%	1,785	

Figura 1-7 Una rappresentazione dei confini del MP transizione energetica

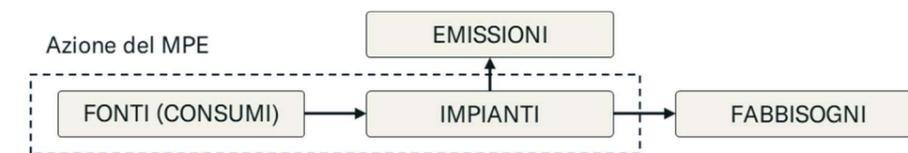
Il settore di interesse del Masterplan, ovvero quello della produzione di energia, ha una rilevanza limitata se si considera un volume di controllo ampio che comprende anche le emissioni di scopo 3. Tuttavia, nell'insieme delle emissioni di scopo 1 e 2, ovvero nel raggio dell'azione diretta di SAVE, si tratta del settore più incisivo, come illustrato nelle tabelle sopra.

Il settore aeronautico è il più rilevante in termini di emissioni (circa il 90%). Tuttavia, non sono ancora disponibili delle soluzioni realizzabili che ne consentano la completa decarbonizzazione, anche se sono in fase di sperimentazione strategie che coinvolgono i biocombustibili e l'idrogeno. Inoltre, non essendo sotto il diretto controllo di SAVE, il ciclo di volo degli aeromobili e l'utilizzo delle Auxiliary Power Units, sono considerati sorgenti di Scopo 3.

I veicoli presi in esame sono quelli utilizzati all'interno del sedime aeroportuale. La strategia generale per abbattere questo tipo di emissioni consiste nel favorire l'utilizzo di mezzi elettrici ricaricati sfruttando l'energia solare.

Tra gli altri processi di Scopo 1 e 2 figurano i servizi di fornitura energia ausiliaria, le emissioni di processo dovute alle attività di sghiacciamento degli aeromobili e del depuratore e le perdite dei gas refrigeranti. Mentre tra quelli di Scopo 3 figurano i cantieri, i viaggi di lavoro dei dipendenti, l'accesso di superficie dei passeggeri e dello staff, gli spostamenti casa-lavoro dei dipendenti.

Il secondo passo verso la decarbonizzazione sarà quindi la **quantificazione** delle attività sorgenti, nella fattispecie i consumi di energia e l'identificazione del legame tra queste attività e le conseguenti emissioni di gas serra.



Con questo fine, nel prossimo capitolo, sarà illustrato lo scenario energetico cosiddetto di baseline, ovvero l'insieme dei valori di fabbisogno di energia registrati per un periodo di riferimento ritenuto rappresentativo. A partire da questi dati è stata elaborata una previsione dei consumi futuri e delle conseguenti emissioni fino al 2037; quest'ultime sono mostrate nel grafico seguente, mentre per i fabbisogni si rimanda al prossimo capitolo.

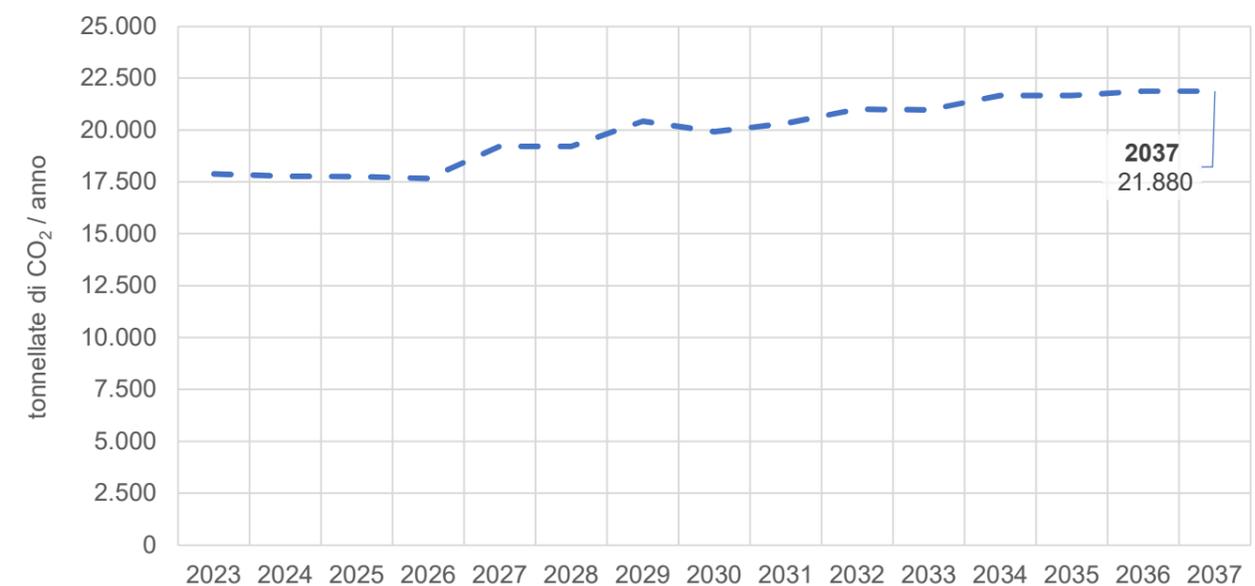


Figura 1-8 Profilo previsto del tasso di emissione di anidride carbonica con la configurazione energetica attuale (scopi 1-2)

## 2 SCENARIO ENERGETICO DI BASELINE

### 2.1 Fabbisogni di energia di baseline

Per svolgere le proprie funzioni, l'aeroporto necessita di energia nelle forme elencate di seguito:

- **Elettrica** per la produzione di energia frigorifera, illuminazione e forza motrice, ascensori, servizi informatici, servizi generali, mezzi a trazione elettrica e altri non monitorati;
- **Termica** principalmente per la climatizzazione degli ambienti ed in minima parte per la produzione di acqua calda sanitaria;
- **Frigorifera** per la climatizzazione degli ambienti.

Per tutte le analisi che saranno esposte in questa relazione, sono stati inizialmente utilizzati i dati del 2019 e del 2021, con maggior riguardo al 2019 essendo l'ultimo anno completo con un utilizzo delle strutture in condizioni standard e privo dell'effetto della pandemia da COVID-19 (2020 trascurato per questo motivo). In seguito, i dati aggiornati relativi al 2022 ed una parte del 2023 (con il fine di avere le informazioni associate ad una stagione invernale completa) sono stati elaborati ed hanno validato tutte le considerazioni già analizzate ed i modelli di calcolo, come sarà meglio esposto più avanti. I dati di fabbisogno della struttura, su cui si fondano tutte le valutazioni che seguiranno, sono quelli riferiti al 2019, esplicitati come segue.

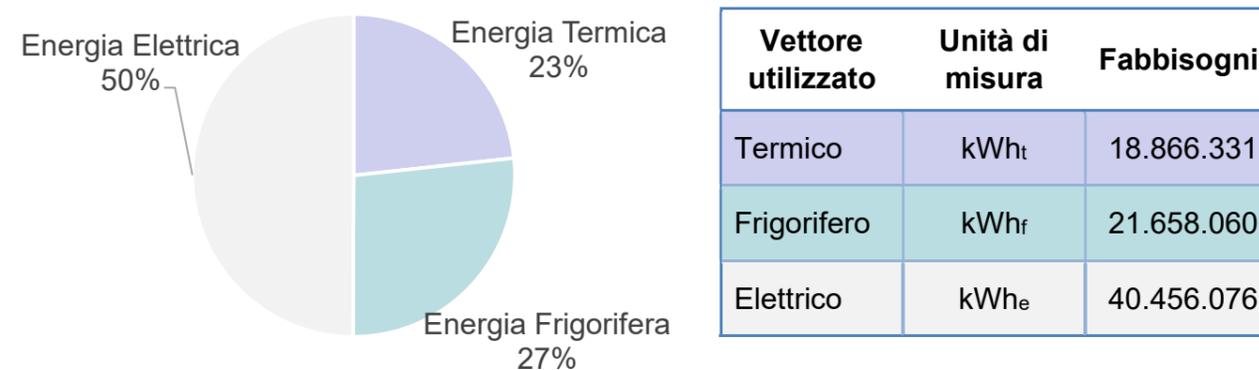


Tabella 2-1 Fabbisogni energetici di baseline (riferiti al 2019)

### 2.2 Infrastrutture energetiche attuali

La fornitura di energia elettrica è in media tensione (20 kV), con una potenza disponibile pari a 9.990 kW. Dalla cabina di trasformazione l'energia elettrica è distribuita alle diverse **cabine** di consegna mediante un anello con presenza di numerosi trasformatori in riserva fredda (ca. 50%). Sono presenti, inoltre, circa 90 POD dedicati ad utenze di terze parti, quali Marco Polo Park, catering, negozi, enti di stato (polizia, vigili del fuoco, ecc).

Buona parte dell'energia, in tutte le sue forme di utilizzo, è prodotta dai dispositivi di **trigenerazione** (produzione contemporanea di energia termica, elettrica e frigorifera), collocati nell'omonima centrale. A supporto di questo impianto centralizzato, esistono anche delle **caldaie** in centrale termica e delle macchine frigorifere (cd. gruppi frigo acqua-acqua).

Sono poi presenti diverse **centrali termiche distribuite** che servono alcuni edifici più piccoli, dotate di generatori tradizionali, a condensazione o pompa di calore a seconda dei casi.

Una piccola parte di energia elettrica è prodotta dagli impianti **fotovoltaici** installati sulla copertura di alcuni edifici, mentre la restante quota necessaria a coprire i fabbisogni è prelevata dalla rete con garanzia di provenienza da fonte rinnovabile (cd. Garanzie d'Origine).

La distribuzione centralizzata di energia termica e frigorifera avviene mediante una **rete idronica** che passa attraverso un tunnel tecnologico che collega la centrale al terminal. Il sistema di emissione è di tipo misto con centrali di trattamento dell'aria (UTA) e ventilconvettori ma, prevalentemente a tutt'aria, con temperatura di utilizzo dell'acqua calda che varia da circa 75°C per la parte vecchia a 50°C per le ultime estensioni del terminal e le nuove realizzazioni. Per un periodo la ventilazione ha operato con modesto ricircolo dell'aria, fino al 40%, per poter garantire i nuovi standard emersi durante la pandemia. Quasi tutti i modelli sono dotati di scambiatori di recupero termico ma non sono tutti funzionanti. Inoltre, sono installati dei filtri molecolari per l'abbattimento degli idrocarburi che incrementano, in maniera non trascurabile, il fabbisogno di energia elettrica per ventilazione.

Una parte dell'energia frigo non è prodotta dai gruppi ad assorbimento, ma è prodotta "in loco" con l'utilizzo di **gruppi ad alimentazione elettrica**, di piccola taglia, installati in adiacenza degli edifici serviti.

L'**acqua calda sanitaria** per il nuovo terminal è prodotta a partire da un recupero di calore dal secondo stadio dell'intercooler dei cogeneratori, che è poi inviato al terminal dove la temperatura è innalzata mediante pompe di calore. Nella vecchia aerostazione, invece, è prodotta con scaldabagni elettrici.

Nei grafici che seguono è illustrata la ripartizione della copertura dei fabbisogni del 2019 per tecnologia.

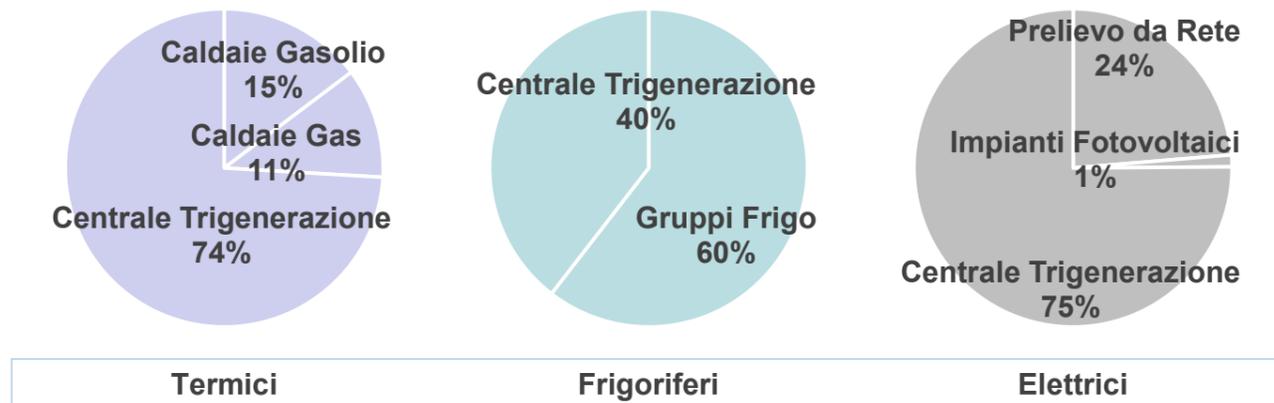


Figura 2-1 Ripartizione della produzione termica, frigorifera ed elettrica (da sinistra a destra) a copertura dei fabbisogni di baseline con gli attuali sistemi di produzione

### Centrale di trigenerazione

La centrale di trigenerazione è entrata in esercizio nel 2017 ed è stata un valido passo nella direzione dell'efficientamento energetico. Infatti, ha consentito di **centralizzare** la produzione dei tre vettori utili e di sfruttare il gas naturale nel miglior modo tecnologicamente disponibile ed adatto alle esigenze dell'aeroporto, riducendo la dipendenza dalla rete elettrica nazionale.

La **cogenerazione** è realizzata mediante motori a combustione interna, abbinati ad alternatori, che producono energia elettrica e mediante scambiatori di calore che recuperano buona parte dell'energia termica, in parte raffreddando il motore ed in parte raffreddando i fumi.

Con la **trigenerazione** il calore, oltre a essere utilizzato direttamente per scopi termici, è in parte inviato agli **assorbitori** (o gruppi frigoriferi ad assorbimento) che lo sfruttano per produrre energia frigorifera. Si ottiene così la produzione contemporanea di energia termica, elettrica e frigorifera.

L'impianto è costituito da due motori a combustione interna alimentati a gas naturale con potenza elettrica nominale pari a 2 MW<sub>e</sub> e potenza termica utile nominale pari a 1,9 MW<sub>t</sub>. I motori inoltre sono in grado di alimentare due gruppi frigoriferi ad assorbimento con potenza frigorifera utile nominale pari a 1,5 MW<sub>f</sub>.

L'energia termica e frigorifera prodotta dalla centrale procede verso gli edifici più energivori per mezzo di una **rete idronica** di teleriscaldamento e teleraffrescamento all'interno del sedime aeroportuale.

Permane tuttavia che la **combustione** di un prodotto **fossile**, per quanto efficiente, comporta inevitabilmente emissioni di gas serra. Quindi è indispensabile, ai fini della decarbonizzazione prevedere un intervento anche sulla centrale. Le opzioni disponibili saranno approfondite nel capitolo seguente, al paragrafo dedicato.

### Altri impianti

Sono installati circa 16 MW<sub>t</sub> di potenza termica, di cui 12 MW<sub>t</sub> dalle caldaie asservite all'impianto centralizzato (4 caldaie da 3 MW<sub>t</sub> l'una) a cui si aggiungono altre caldaie, sia tradizionali che a condensazione, a servizio degli edifici più piccoli.

Per quanto riguarda la potenza frigorifera invece sono installati circa 23 MW<sub>f</sub> di cui 18 MW<sub>f</sub> forniti da 5 gruppi frigoriferi centralizzati a cui si aggiungono altri gruppi frigo e pompe di calore dislocate.

Infine, sono installati impianti fotovoltaici per una potenza elettrica di picco totale pari a circa 1,1 MW<sub>p</sub> disposti su quattro diversi edifici: terminal, vecchia aerostazione, moving walkway e caserma VVFF. Nell'ultimo periodo, una buona parte dei moduli (circa 6~700 moduli su 6.800) non funzionavano riducendo così la producibilità ma, a seguito di un intervento di revamping dell'impianto della vecchia aerostazione, si è provveduto a migliorare l'efficienza di tale soluzione tecnologica.

## 2.3 Fonti energetiche attuali

Le infrastrutture dell'aeroporto vedono come **fonti di approvvigionamento** la rete del gas naturale, la rete elettrica nazionale, il gasolio e l'energia solare, come illustrato di seguito.

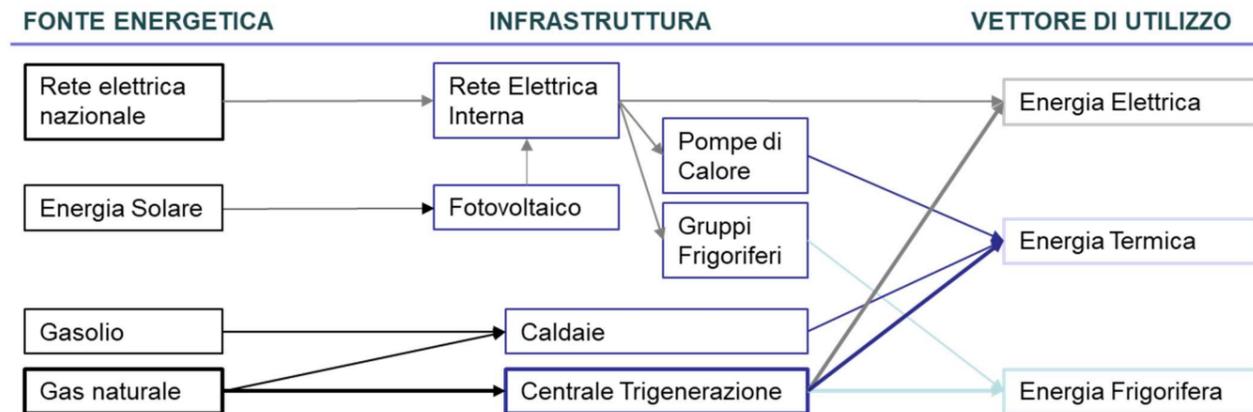


Figura 2-2 Layout dei flussi energetici attuali

Nella tabella di seguito sono riepilogate le quantità di vettori energetici approvvigionati e consumati nel sedime aeroportuale, negli anni di riferimento suddivisi secondo la loro natura.

INPUT ENERGETICO	Unità di misura	2019	2021	2023
Gas naturale	kWh <sub>t</sub>	82.690.676	79.415.368	76.408.248
	Sm <sup>3</sup>	8.432.327	8.098.329	7.791.680
	Tep	7.049	6.770	6.514
Gasolio riscaldamento	kWh <sub>t</sub>	2.766.350	1.874.962	2.097.578
	litri	268.947	182.286	203.929
	Tep	231	157	175
Energia Elettrica da rete	kWh <sub>e</sub>	10.388.416	1.862.262	6.463.770
	Tep	1.943	348	1.209
Energia Elettrica da Fotovoltaico	kWh <sub>e</sub>	526.731	885.211	703.845
	Tep	98	166	131
Energia Elettrica immessa in rete	kWh <sub>e</sub>	-	2.537.614	37.889

Tabella 2-2 Consumi utilizzati per costruire la baseline

## 2.4 Misurazioni dati di baseline

I **dati di approvvigionamento** sono misurati dai contatori centrali in corrispondenza dei POD e dei PDR. In particolare, l'energia elettrica è monitorata attraverso la telelettura dei misuratori installati presso le cabine e dei vari POD. Per gli impianti termici dislocati invece sono disponibili i consumi mensili dei PDR dedicati ed i registri del gasolio acquistato e consumato.

Per quanto riguarda la centrale di trigenerazione le misure sono eseguite attraverso il sistema centrale di monitoraggio **Hubgrade** connesso a strumenti in campo che misurano la produzione di energia termica, elettrica e frigorifera. Questi dati, insieme a quelli ricavati dalle letture, sono stati utilizzati anche per approfondire i **centri di consumo** e le prestazioni dell'aeroporto. Nella figura sottostante si rappresentano i misuratori disponibili per l'analisi dell'impianto centralizzato.

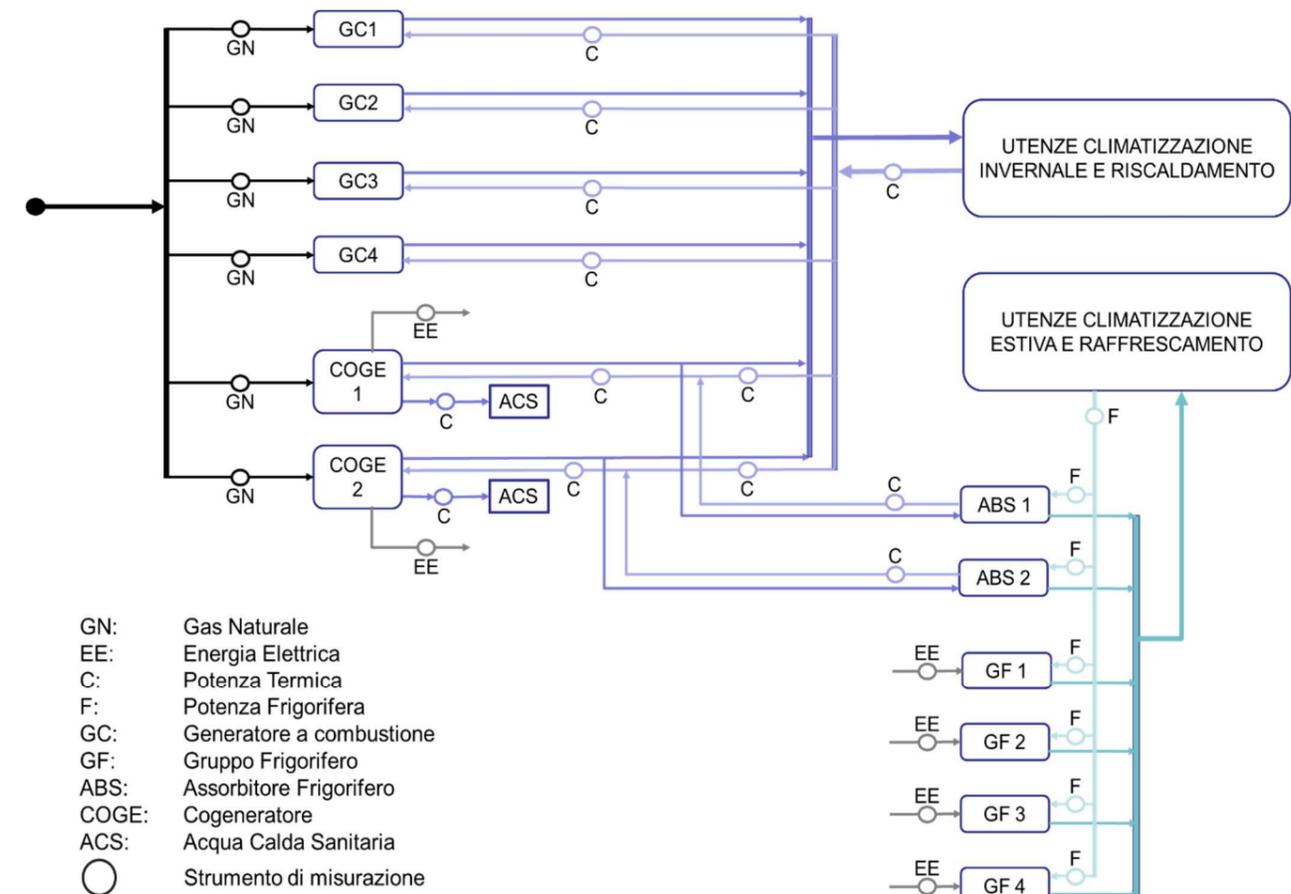


Figura 2-3 Indicazione della presenza di strumenti di misurazione dei flussi energetici su schema funzionale della produzione di energia frigorifera e termica centralizzati

## 2.5 Evoluzione dei fabbisogni nei prossimi anni

Il Masterplan ha un orizzonte temporale di 15 anni ed in questo periodo è prevista una crescita progressiva del complesso aeroportuale. In particolare, è attesa una graduale trasformazione in un nodo intermodale, infatti saranno realizzati nuovi edifici e forniti nuovi servizi che andranno ad aumentare il bacino di utenza.

Volumi climatizzati al 2037	+138%
Numero di passeggeri al 2037	+84%

Tabella 2-3 Aumento previsto dei volumi climatizzati e dei passeggeri con riferimento all'anno 2023

Da queste premesse, una stima di come evolverà lo scenario energetico si rende propedeutica alla stesura del piano di azione. L'elaborazione di **previsioni**, specie di così lungo termine, serba inevitabili incertezze a causa delle eventuali variazioni ai piani di evoluzione strutturale dell'aeroporto, del bacino di utenza e delle condizioni ambientali. Tuttavia, è indispensabile avere dei dati di fabbisogno futuri ai fini della pianificazione del Masterplan e le grandezze che si intende stimare risultano, finora, prevedibili con un buon grado di confidenza.

Le **variabili** che determinano la quantità di energia richiesta dall'utenza sono numerose, dalla temperatura esterna, alle prestazioni degli edifici, dalla mobilità (es. auto elettriche in aumento) all'evoluzione del contesto, delle tecnologie installate ed alle loro prestazioni. Come si vedrà nei paragrafi dedicati, si può restringere il campo a poche grandezze (al limite una sola), ciascuna dedicata ad ogni vettore energetico, che possano essere sufficientemente significative.

Inoltre, ogni grandezza caratteristica varia nel tempo tracciando un **profilo** di evoluzione **giornaliero**, **stagionale** e di sviluppo **futuro**. L'ipotesi alla base è che i profili giornalieri e stagionali si conservino mentre il fabbisogno energetico futuro aumenti seguendo la crescita della struttura e dell'utenza, come sarà meglio approfondito nel prossimo paragrafo.

Dunque, il passo successivo è stato individuare delle **correlazioni** che rappresentassero matematicamente il nesso causale tra necessità (ad esempio riscaldare un volume) e la conseguente quantità di energia fornita all'utenza. Per ogni vettore energetico sono state individuate una o più variabili illustrate nei prossimi paragrafi.

Infine, come precedentemente accennato, tutte le analisi sono state svolte a partire dai dati del 2019. Negli anni successivi, sono stati attuati interventi di efficientamento del sistema di regolazione, che ha portato benefici in termini di fabbisogni per la climatizzazione. Per questa ragione è stato introdotto un **fattore correttivo** della baseline, pari a 0,8, e sarà esplicitato nelle formule illustrate in seguito.

### 2.5.1 Vettore termico

Nel caso dei fabbisogni termici si è cercata la correlazione migliore considerando la produzione aggregata della centrale termica principale e quella degli altri impianti dislocati nel resto del sedime.

Dall'analisi del consumo di energia termica utile (che ricordiamo essere misurato) è emerso che il volume riscaldato può essere una buona variabile per determinare il fabbisogno di energia termica del sedime. Per questo sono stati definiti dei parametri di energia utile a riscaldare la volumetria dell'aeroporto espressi in kWh/m<sup>3</sup>. Pertanto, a partire dalle variazioni di volumetria previste dai numerosi interventi di ampliamento e demolizione edili nel corso del Masterplan, è stato costruito l'andamento futuro dei fabbisogni termici.

La funzione utilizzata è dunque:

$$Fabbisogno\ termico_{anno\ i+1} = Fabbisogno\ termico_{anno\ i} + c * \Delta V_{anno\ i}$$

Con  $c = 0,8 * \frac{Fabb,t_{2019}}{Vol_{2019}}$  e  $\Delta V_{anno\ i} = \text{variaz. di vol. nell'anno } i - \text{esimo}$

Ogni fabbisogno è stato calcolato in funzione della tipologia impiantistica (ad es. impianto centralizzato, impianti dislocati a gas metano, impianti dislocati a gasolio, ecc.) ed il fabbisogno totale è la somma dei singoli contributi. La formula è poi perfezionata con le considerazioni nei paragrafi a seguire (Simple Box), per tenere conto delle tipologie impiantistiche a ventilazione meccanica o meno e della maggiore efficienza con cui gli edifici futuri dovrebbero essere costruiti seguendo le normative di settore.

## 2.5.2 Vettore frigo

Per quanto riguarda il fabbisogno di energia frigorifera, è considerato unicamente quello relativo all'impianto centralizzato, per due motivi: non è stato possibile ricavare dei consumi attendibili dei singoli impianti dislocati (i consumi elettrici sono annegati negli altri) e non si prevede comunque di intervenire su quest'ultimi. Quindi è emersa, in primo luogo, una dipendenza dal numero dei passeggeri e dalla temperatura esterna ed in secondo luogo, dall'entità dei volumi climatizzati.

A causa della forte stagionalità si è reso necessario costruire tre rette di regressione valutando i seguenti range di temperatura esterna:

1.  $T < 10\text{ °C}$  (inverno);
2.  $10\text{ °C} < T < 20\text{ °C}$  (stagioni intermedie);
3.  $T > 20\text{ °C}$  (estate).

Le regressioni presentano una dipendenza (coefficiente angolare) in proporzione al numero previsionale dei passeggeri ed un'intercetta assunta proporzionale alla volumetria raffrescata. Le prime due equazioni sono direttamente utilizzate per la stima dei fabbisogni futuri facendo riferimento alle temperature medie stagionali relative al periodo 2012–2021; mentre quella estiva viene rielaborata in modo da avere una temperatura media stagionale di  $27\text{ °C}$  durante tutto il periodo estivo; così facendo le stime risulteranno essere opportunamente cautelative.

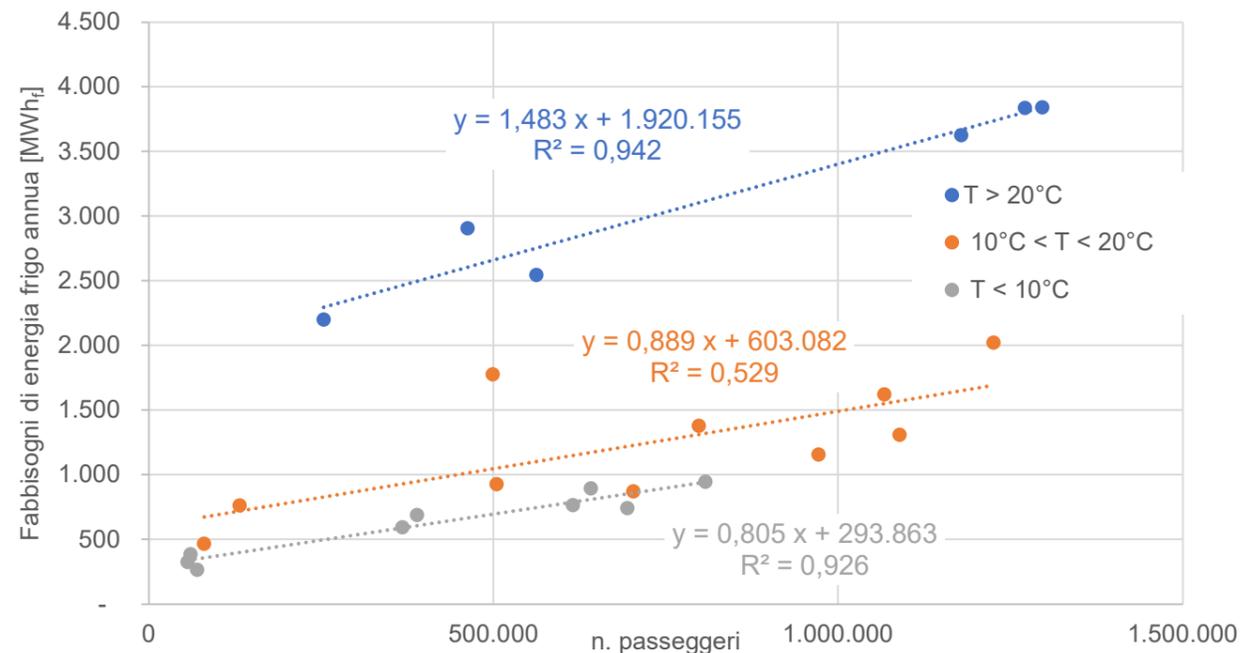


Figura 2-4 Modello di regressione per la stima dei fabbisogni di energia frigorifera in funzione del numero dei passeggeri (2019)

La funzione utilizzata è dunque, per ogni range:

$$\text{Fabbisogno frigo}_{\text{anno } i} = m * \text{numero passeggeri}_{\text{anno } i} + q_{\text{anno } i}$$

Con

$m$  = coefficiente angolare (come da grafico) e  $q_{\text{anno } i, \text{mese } j}$  intercetta (come da grafico)

che evolve in funzione del volume con lo stesso criterio utilizzato per l'energia termica. Analogamente a quest'ultima, la formula per l'energia frigorifera è poi perfezionata con i fattori di riduzione da analisi Simple Box.

Anche in questo caso è stato considerato il fattore correttivo del fabbisogno, pari a 0,8, applicato direttamente al fabbisogno, decurtando quindi il 20% del fabbisogno originariamente previsto dal modello.

### Modello “Simple box” per la determinazione dei fattori di riduzione dei fabbisogni di riscaldamento e raffrescamento degli edifici

Il progressivo rinnovamento del parco edilizio aeroportuale prevede la demolizione di alcuni edifici esistenti e la realizzazione di nuovi. Questo ha determinato la necessità di un'analisi specifica sull'evoluzione delle prestazioni termiche degli edifici per la definizione dei relativi fabbisogni termici e frigoriferi. La proiezione temporale del Piano di sviluppo suggerisce che i nuovi edifici, la cui costruzione è attualmente programmata e distribuita fino al 2037, assicureranno non solo il rispetto degli attuali standard prestazionali ed energetici definiti dalle normative vigenti, ma anche un miglioramento del comportamento energetico dovuto a un'evoluzione normativa, esattamente come è avvenuto negli ultimi decenni.

Nella costruzione dei nuovi edifici, SAVE si impegna a rispettare la normativa nazionale, obbligatoria per legge, ma anche lo standard statunitense LEED valutando opportune soluzioni tali per raggiungere almeno il livello Gold. Questa classificazione dell'impronta ecologica degli edifici è stata sviluppata dallo U.S. Green Building Council e serve a valutare la sostenibilità ambientale degli edifici (non solo da un punto di vista energetico).

Da tali considerazioni è stato sviluppato uno studio sulle caratteristiche termiche e fisiche delle strutture costituenti l'involucro e sulle efficienze dei recuperi del sistema di ventilazione meccanica che incidono sul fabbisogno di energia utile degli edifici di nuova costruzione. A questo scopo il lavoro è stato suddiviso in diversi passaggi sviluppati di seguito.

Nella prima fase di analisi sono stati studiati i limiti di legge prestazionali delle strutture dell'involucro ed in particolare, le indicazioni contenute nei decreti di settore, tra cui si riportano a titolo esemplificativo e non esaustivo:

- D.Lgs. 192/05 e ss.mm.ii.
- Decreto “Requisiti Minimi” 26 giugno 2015
- D.Lgs. 199/2021. ss.mm.ii.

Dai grafici costruiti e mostrati qui di seguito si evince una forte decrescita nei primi valori di trasmittanza termica  $W/m^2K$  rappresentati e associati alle normative prima elencate (fino al 2021).

Nella seconda fase si sono ipotizzati per gli anni fino al 2037 i valori limite prestazionali assumendo una riduzione di tali valori di circa il 10% ogni 4 anni. Tale scelta è giustificata dalla costruzione di un andamento più attenuato rispetto i valori storici di legge con l'obiettivo di massimizzazione  $R^2$  polinomiale di regressione, tenendo conto anche degli attuali limiti tecnici dei materiali presenti nel mercato.

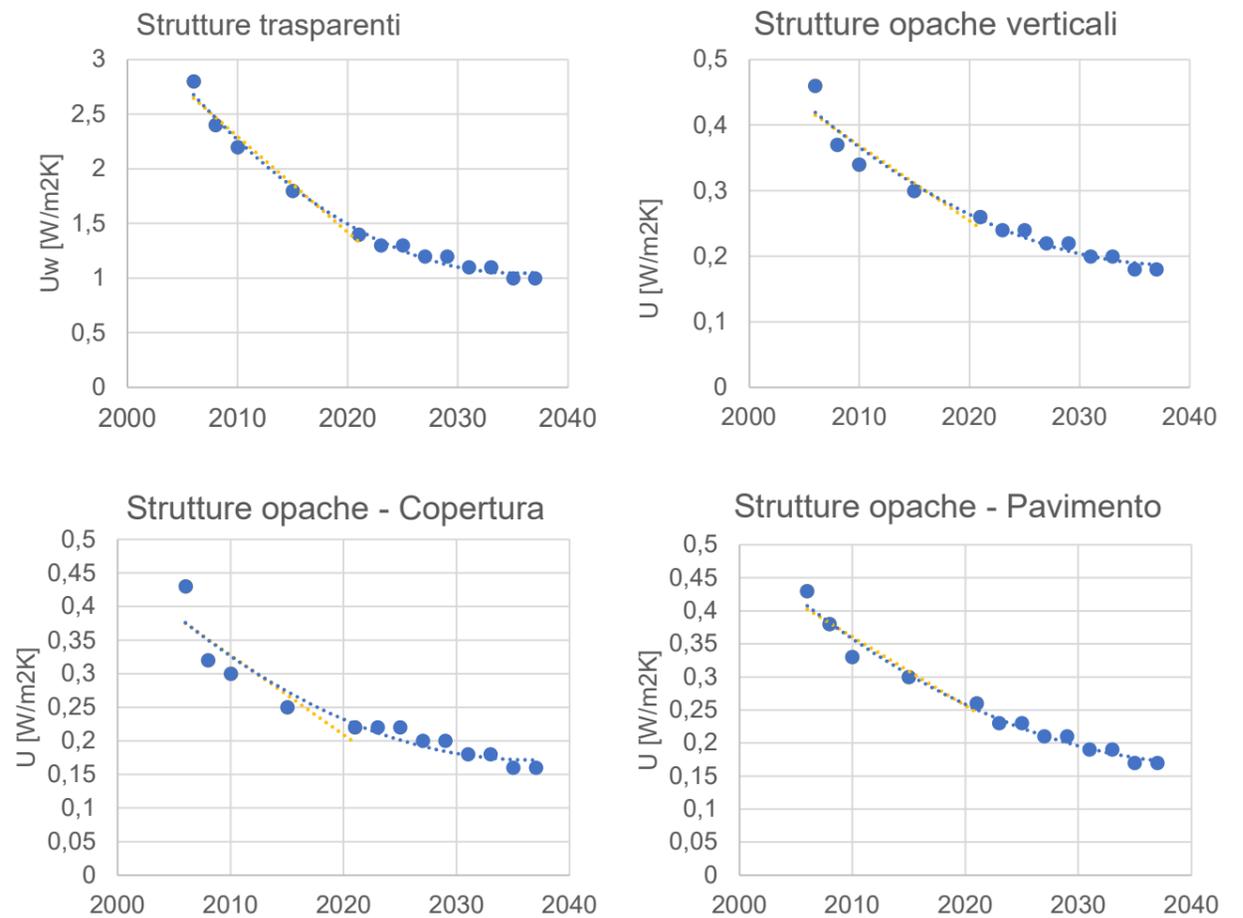


Figura 2-5 Evoluzione valori limite di legge per le prestazioni termiche dell'involucro

	U.M.	Attuale limite di legge	2025	2027	2029	2031	2033	2035	2037
<b>Rendimento recupero stagionale invernale</b>	-	0,30	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60	0,60	0,60
<b>Rendimento recupero stagionale estivo</b>	-	0,10	0,16	0,20	0,23	0,26	0,30	0,30	0,30
<b>Opache verticali</b>	W/m <sup>2</sup> K	0,26	0,24	0,22	0,22	0,20	0,20	0,18	0,18
<b>Copertura</b>	W/m <sup>2</sup> K	0,22	0,22	0,20	0,20	0,18	0,18	0,16	0,16
<b>Pavimento</b>	W/m <sup>2</sup> K	0,26	0,23	0,21	0,21	0,19	0,19	0,17	0,17
<b>Serramento</b>	W/m <sup>2</sup> K	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0
<b>Fattore trasmissione solare</b>	-	0,35	0,30	0,25	0,25	0,20	0,20	0,15	0,15

Tabella 2-4 Tabella riepilogativa dei valori prestazionali di legge futuri ipotizzati

A questo punto, si è proceduto nella costruzione del modello energetico semplificato (Simple Box) tramite software di simulazione energetica (EC700 versione 11.22.19 della suite Edilclima®) con le caratteristiche dell'involucro e dell'impianto di ventilazione presentate per i diversi anni di analisi. Il modello ha preso come riferimento le caratteristiche volumetriche e di ventilazione meccanica del terminal esistente associate alle caratteristiche limite di legge imposte dal D.Lgs. 199/2021 (condizione baseline). A questo sistema edificio-impianto sono stati applicati le metodologie di calcolo contenute nella normativa nazionale UNI TS 11300, i cui risultati sono presentati qui di seguito:

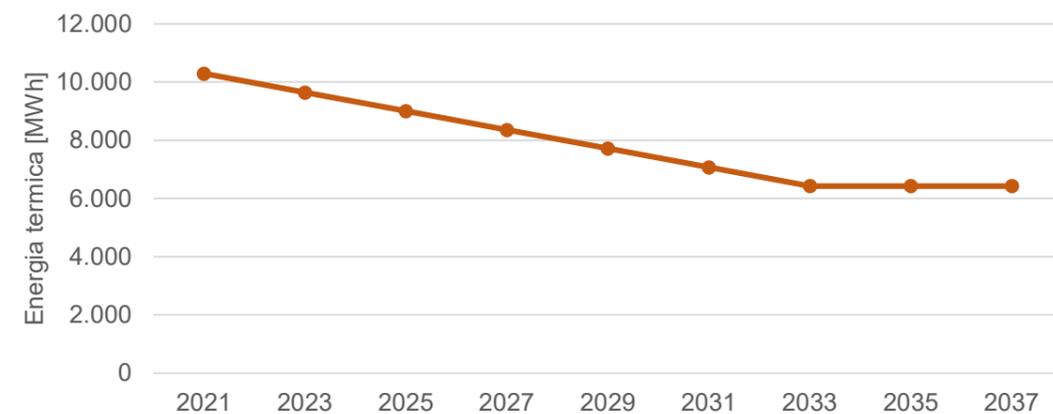


Figura 2-6 Effetto di variazione del fabbisogno di energia utile invernale del terminal con i nuovi standard prestazionali di legge

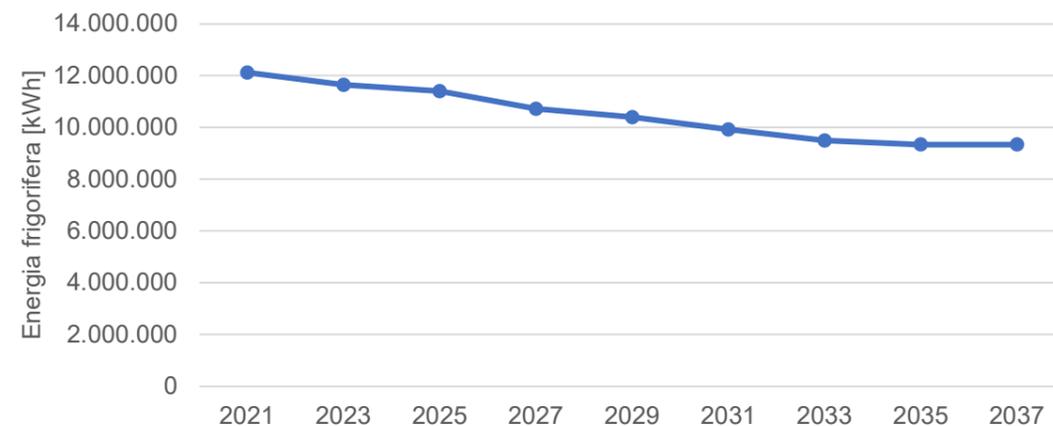


Figura 2-7 Effetto di variazione del fabbisogno di energia utile estiva del terminal con i nuovi standard prestazionali di legge

Una volta determinati i fabbisogni teorici di energia utile per le diverse stagioni di climatizzazione e per diversi anni di analisi, si sono calcolati i fattori di riduzione del consumo energetico come rapporto tra il fabbisogno di baseline (riferito all'anno 2021) e fabbisogno all'anno i-esimo di analisi, come di seguito mostrato:

$$f_{r,i-esi} = \frac{\text{Fabbisogno anno}_{i-esimo}}{\text{Fabbisogno di baseline}}$$

dove  $f_{r,i-esimo}$  è il fattore di riduzione del fabbisogno di energia utile per l'anno i-esimo.

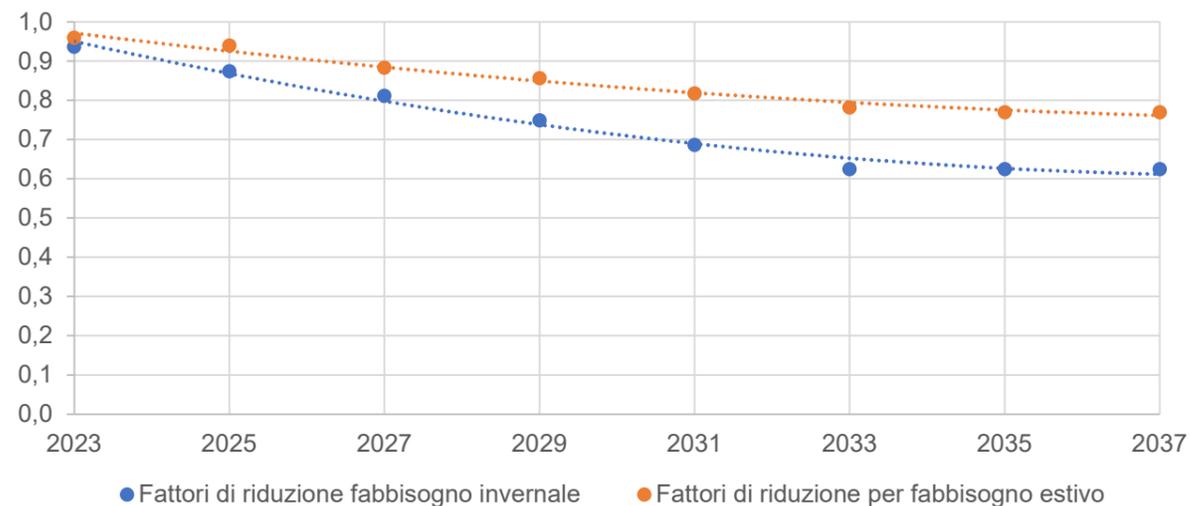


Figura 2-8 Evoluzione fattore di riduzione consumo energetico (trasmissione + ventilazione)

Per gli edifici di nuova costruzione privi di ventilazione meccanica controllata si sono determinati i fattori con la sola influenza delle prestazioni dell'involucro ottenendo così dei valori di riduzione meno impattanti.

I risultati ottenuti saranno dunque utilizzati per determinare l'aumento effettivo di fabbisogno di energia termica e frigorifera totale del sedime per effetto delle nuove costruzioni, in accordo con le caratteristiche costruttive ed impiantistiche previste per gli anni futuri.

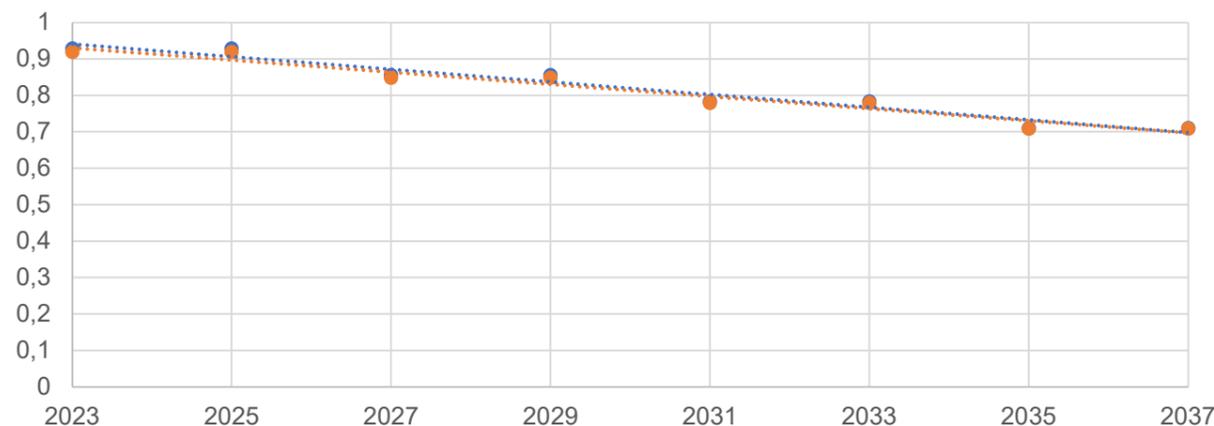


Figura 2-9 Evoluzione fattore di riduzione consumo energetico (solo trasmissione)

### 2.5.3 Vettore elettrico

Lo sviluppo dell'evoluzione della baseline elettrica, a differenza delle precedenti, ha richiesto qualche passaggio in più in quanto i fattori che la influenzano sono molteplici. In particolare, sono stati valutati separatamente i seguenti contributi:

1. Fabbisogno del sedime in funzione dei centri di consumo attuali con l'esclusione degli impianti di climatizzazione e relativi ausiliari
2. Fabbisogno degli impianti di climatizzazione e relativi ausiliari
3. Nuovi fabbisogni per la ricarica di veicoli elettrici in uso per i servizi aeroportuali
4. Nuovi fabbisogni per la ricarica di mezzi di trasporto elettrici (automobili, natanti e droni dei passeggeri e non)
5. Nuovi fabbisogni per l'entrata in esercizio di nuove PCA (pre-conditioned air units)
6. Energia consumata dai cantieri

#### 2.5.3.1 Fabbisogno del sedime in funzione dei centri di consumo attuali con l'esclusione degli impianti di climatizzazione e relativi ausiliari

La grandezza considerata per la correlazione è il numero di passeggeri (dato ritenuto affidabile) dopo aver notato che tali consumi erano invariati rispetto alla temperatura esterna. Attraverso la correlazione si può così stimare un modello di regressione i cui consumi stagionali medi di questo vettore energetico variano in base al numero di passeggeri previsto per gli anni futuri. In particolare, si considerano come parametri di regressione: un'intercetta assunta proporzionale alla volumetria riscaldata, ed una pendenza assunta proporzionale al numero di passeggeri previsti secondo distribuzione tipica annua (basata sui dati 2019).

Data la disponibilità di dati sono quindi state svolte due considerazioni per tenere conto anche della quota di consumi imputabile a terzi.

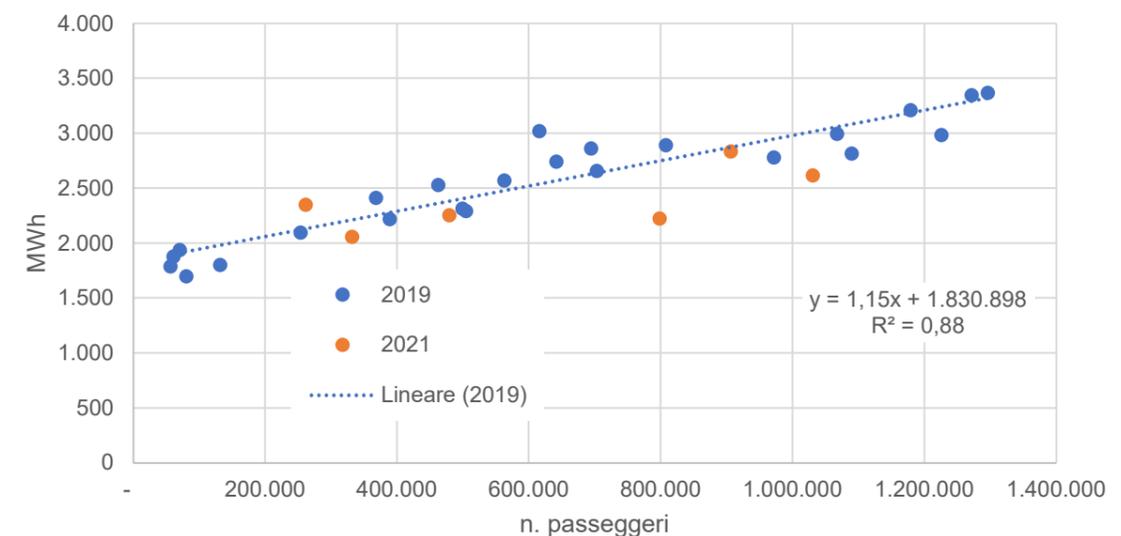


Figura 2-10 Regressione per energia elettrica consumata da SAVE al netto di consumi riferiti agli impianti di climatizzazione misurati (2019 e 2021) in relazione al numero di passeggeri

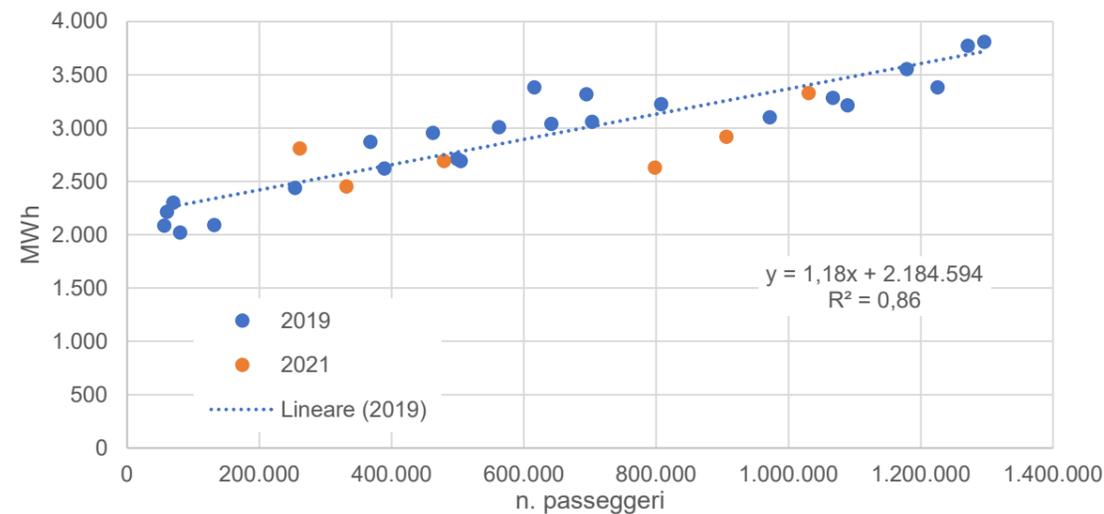


Figura 2-11 Regressione per energia elettrica consumata da SAVE e terze parti al netto di consumi riferiti agli impianti di climatizzazione misurati (2019 e 2021) in relazione al numero di passeggeri

La funzione utilizzata è dunque:

$$\text{Fabbisogno elettrico}_{\text{anno } i, \text{mese } j} = m * \text{passeggeri}_{\text{anno } i, \text{mese } j} + q_{\text{anno } i, \text{mese } j}$$

Con  $m = 1,18$  e  $q_{\text{anno } i, \text{mese } j} = 2.184.594$

che evolve in funzione del volume con lo stesso criterio utilizzato per l'energia termica.

Anche questi fabbisogni subiranno l'effetto della correzione del modello con il fattore 0,8.

### 2.5.3.2 Fabbisogno degli impianti di climatizzazione e relativi ausiliari

I consumi di energia elettrica relativi agli ausiliari ed alla produzione di energia frigorifera vengono scorporati in quanto fortemente influenzati dalla stagionalità.

Nel grafico sottostante è riportato l'andamento durante l'anno 2019 della totalità dell'energia elettrica all'interno del sedime; si nota che nei mesi estivi (parte centrale del grafico) a causa dei consumi dei gruppi frigoriferi si ha un aumento.

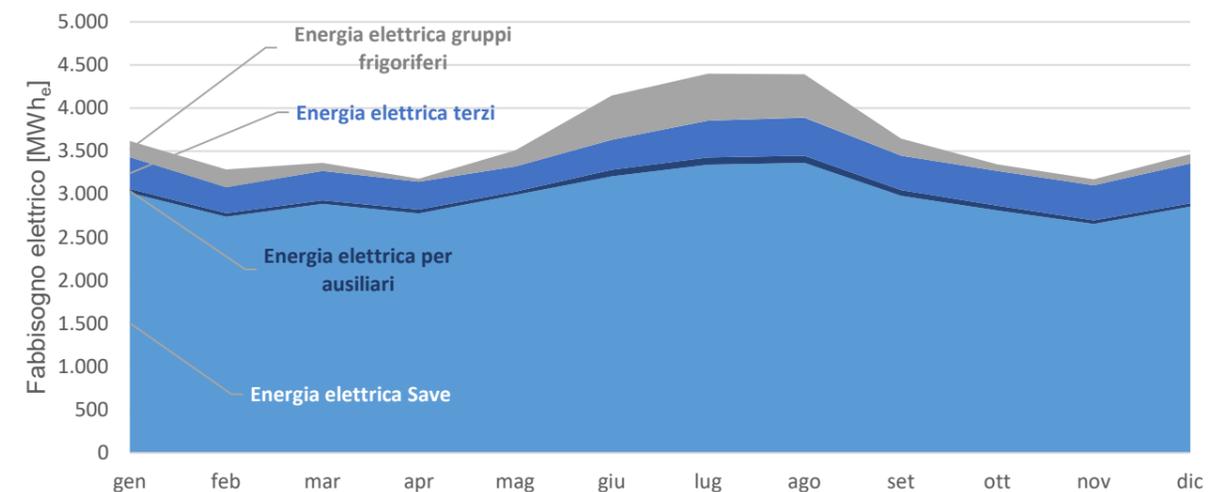


Figura 2-12 Fabbisogno elettrico sedime (2019) particolare dell'influenza stagionale della domanda frigorifera

Questa quota di consumo è stata in linea di principio ricavata in funzione del fabbisogno di energia frigorifera, convertendo l'energia fornita, in assorbimento di energia elettrica attraverso l'EER (Energy Efficiency Ratio) dei sistemi. Il risultato complessivo della previsione di consumo elettrico per i sistemi di climatizzazione e relativi ausiliari è comunque frutto di un calcolo approfondito dove vengono presi in considerazione molteplici aspetti. Nel cosiddetto Scenario 0 (evoluzione dell'aeroporto senza che vengano intraprese azioni virtuose), a cui si fa riferimento per l'evoluzione della Baseline su cui si intendono intraprendere azioni di efficientamento, i sistemi di generazione mantengono le attuali tipologie e non subiscono migliorie.

### 2.5.3.3 Nuovi fabbisogni per ricarica di veicoli elettrici in uso per i servizi aeroportuali

Questa nuova quota tiene conto della progressiva elettrificazione dei mezzi dedicati ai servizi aeroportuali (propri di SAVE o di terzi) e dei nuovi servizi che verranno resi disponibili, ovvero:

- Nuovi vertiporti previsti in funzione dal 2027;
- Trasporto pubblico di terra o di mare elettrificato;
- Mezzi per i servizi aeroportuali.

Per i mezzi esistenti, partendo dal dato di consumo di carburante e di numerosità degli stessi, si è ipotizzata una progressiva elettrificazione del parco veicoli ed un ingrandimento del parco stesso in funzione dello sviluppo futuro delle attività aeroportuali; da qui l'equivalente consumo di energia attraverso combustibili tradizionali è stato convertito in un consumo di energia elettrica riconducibile a ricariche. Per i nuovi mezzi invece sono stati stimati i movimenti futuri e quindi i consumi.

#### 2.5.3.4 Nuovi fabbisogni per la ricarica di veicoli elettrici dei passeggeri

Questo punto rappresenta la quota più difficilmente prevedibile del fabbisogno e consiste nell'energia fornita tramite colonnine di ricarica, attualmente presenti o di futura installazione presso i parcheggi nel sedime, a servizio dei veicoli dei passeggeri.

La considerazione fatta si basa sulla permanenza media di un mezzo in parcheggio, sui punti di ricarica che saranno messi a disposizione (circa 2.000 nella configurazione finale), sulla percentuale di mezzi elettrici utilizzata dai passeggeri nel tempo. A questa condizione, a seguito di opportune valutazioni, si potrà aggiungere l'ipotesi di inaugurare un nuovo servizio di gestione dei parcheggi che preveda una rotazione dei veicoli utile ad incrementare le possibilità di ricarica dei mezzi e farli trovare carichi al ritorno dei proprietari.

La correlazione utilizzata è stata quindi:

$$Fabb, ric_{anno i, mese j} = \% pax\ in\ auto_{anno i} * \% auto\ el.\_{anno i} * n.\ pax_{anno i, mese j} * kWh\ e\ ricarica$$

A questo dato, più prevedibile, sono stati poi aggiunti, negli anni relativi alla rispettiva realizzazione, i fabbisogni dei futuri vertiporti comprendendo anche i punti di ricarica per natanti e per i mezzi del trasporto pubblico di terra. Quest'ultimo dato è stato direttamente fornito da SAVE come valore stimato aggregato annuo, ed è stato trattato alla stregua delle ricariche per veicoli elettrici per quanto riguarda la distribuzione oraria nel corso dell'anno.

#### 2.5.3.5 Nuovi fabbisogni per l'entrata in esercizio di nuove Pre-Conditioned Air Units (PCA)

Tra i servizi offerti dall'aeroporto vi è la gestione della sosta degli aeromobili. Tra le necessità richieste dalle compagnie aeree si riscontrano:

- la fornitura di energia all'aeromobile. Tale servizio viene effettuato tramite il GPU, acronimo per "Ground Power Unit" e qui di seguito nominato anche "400 Hz". Il GPU è un'attrezzatura usata negli aeroporti per la produzione e trasmissione di energia elettrica atta a sostenere le necessità dell'aeromobile quali: energia alle strumentazioni, radar, ACARS ed altre apparecchiature. Tale attrezzatura nel contesto degli impianti tecnologici del sedime è direttamente allacciata all'impianto elettrico da cui preleva energia e la trasferisce agli aeromobili in sosta;
- condizionamento dell'aria in ingresso all'aeromobile. Le unità di condizionamento d'aria, o semplicemente unità PCA, sono simili a dei condizionatori d'aria che assicurano le condizioni interne di comfort quando il sistema di climatizzazione dell'aereo non è acceso ed in fase di sosta dell'aeromobile. L'assorbimento elettrico delle unità di climatizzazione viene registrato se la compagnia aerea ne richiede il servizio.

Nell'ottica di un sostanziale ampliamento del sedime aeroportuale con conseguente aumento del traffico di aeromobili e per rendere disponibile un servizio aggiuntivo che ha positive ricadute sotto l'aspetto ambientale, si prevede che l'assorbimento elettrico legato alla fornitura di energia elettrica per usi diretti o per l'alimentazione delle unità PCA aumenti considerevolmente.

Pertanto, risulta necessario definire un modello di calcolo del fabbisogno energetico legato a questo servizio per gli anni interessati dal Masterplan.

I consumi da cui è partita l'analisi, provengono dalle letture dell'energia elettrica distribuita dalle cabine 10 e 11, le quali alimentano rispettivamente i pontili di imbarco 1, 2, 3 e 4, 5 e 6 a servizio degli unici stand attualmente previsti con fornitura di PCA. Nel grafico a seguire si mostra l'andamento di tali consumi per l'anno 2019, l'anno più prossimo e ritenuto affidabile per la presente analisi.

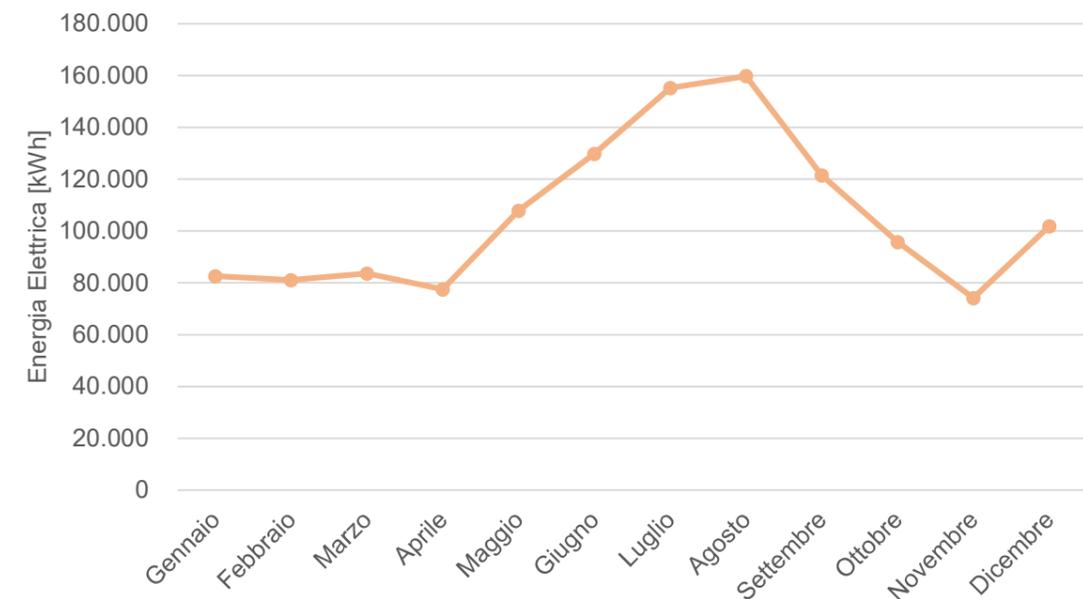


Figura 2-13 Profilo di consumo energia elettrica cabine 10 e 11 (2019)

Dalle indicazioni ricevute è stato possibile associare ad ogni tipologia di aeromobile la potenza attiva richiesta per la ricarica elettrica tramite GPU, distinguendo globalmente due tipologie di aeroplani:

- Aeromobili a corto raggio, identificati come Code C (potenza assorbita 90 kVA);
- Aeromobili a lungo raggio, identificati come Code D/E (potenze assorbite da 180 a 360 kVA).

Per la definizione della potenza elettrica assorbita dalle unità PCA per il condizionamento si sono analizzati i dati ricevuti dalle principali aziende produttrici di aeromobili presenti sul mercato, le quali indicano un andamento non regolare di tale potenza. Infatti, durante un ciclo di funzionamento vi sono dei picchi di potenza assorbita nella fase iniziale, corrispondente al Deboarding, e nella fase finale della sosta, corrispondente al Boarding. Nella seguente tabella si sono indicate le potenze medie assorbite identificate come rapporto tra l'energia elettrica assorbita e il tempo di funzionamento.

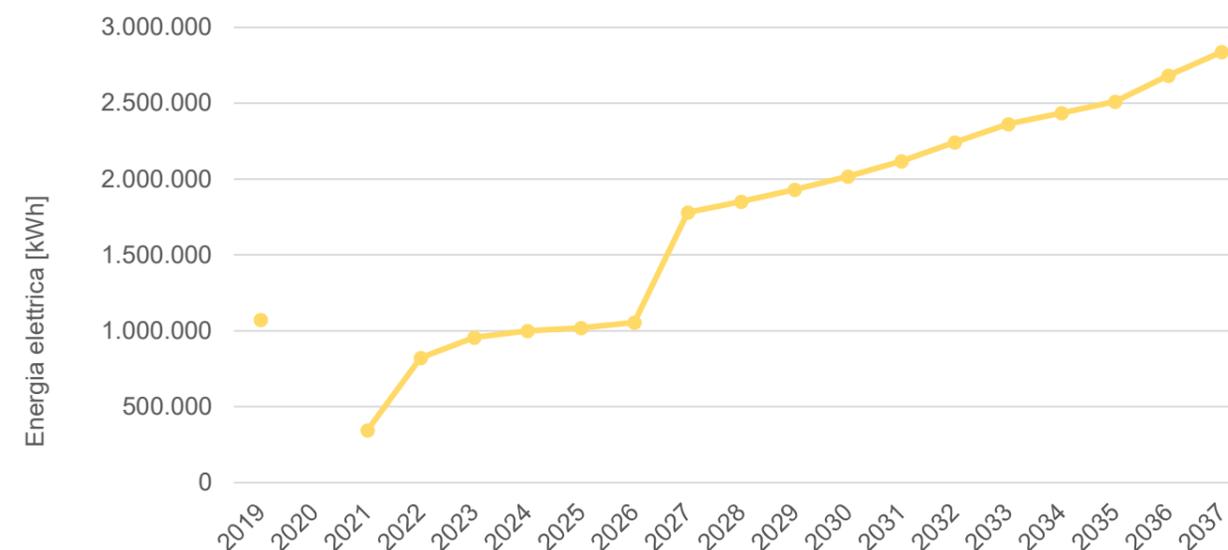
	Grandezza	PCA	400 Hz	Totale
<b>Code C</b>	Potenza [kW]	104	21	125
<b>Code D/E</b>	Potenza [kW]	139	83	222

**Tabella 2-5 Potenze elettriche medie per le diverse tipologie di aeromobile**

Come anticipato, i servizi presentati vengono erogati solo su richiesta della compagnia aerea transitante. In particolare, se il servizio fornitura elettrica assicurato dalle GPU (o 400 Hz) è sempre necessario e richiesto, il preconditionamento con le unità PCA non è sempre utilizzato dagli aeromobili in sosta. Pertanto, risulta necessario andare ad identificare la percentuale di utilizzazione dei servizi erogati che si è assunta coincidente con il 27% per gli aeromobili di Code C ed il 5% per gli aeromobili di Code D/E. Tale percentuale, risultante dall'analisi approfondita dei movimenti del 2019, viene utilizzata fino al 2026, anno dal quale si prevedono importanti infrastrutturali nell'area dell'APRON. Dal 2027, dunque, si assume che l'82% delle soste interessano voli di Code C e che utilizzeranno entrambi i servizi mentre resterà costante la percentuale del 5% per i voli Code D/E.

Nell'indisponibilità di misurazioni dedicate istantanee di energia, è risultato necessario il calcolo di un parametro che legasse le potenze nominali precedentemente individuate e l'energia elettrica assorbita nel tempo medio di una sosta. Tale parametro è il fattore di carico medio mensile, calcolato come rapporto tra l'energia elettrica assorbita reale e l'energia elettrica in condizioni nominali a pieno carico. Il valore medio mensile per l'annualità considerata risulta essere pari a 0,20.

Giunti a questo punto, il calcolo dei consumi futuri parte dalla matrice dei movimenti che incrocia la tipologia di aeromobile con gli anni di previsione del Masterplan sviluppato. Una volta determinati quindi il numero di soste per aeromobile è stato possibile calcolare l'energia elettrica nominale assorbibile come moltiplicazione tra potenze elettriche nominali, in funzione della tipologia di aeromobile, percentuale di utilizzazione dei servizi erogati e tempi medi di sosta. A tale valore è stato applicato in seguito il fattore di carico medio annuo precedentemente calcolato così da ottenere l'energia elettrica assorbita per tipologia di aeromobile. Sommati i contributi di tutte le tipologie si è infine ottenuto il valore di assorbimento elettrico per gli anni fino al 2037.



**Figura 2-14 Previsione di consumo di energia elettrica per le PCA e 400 Hz**

### 2.5.3.6 Fabbisogno dai cantieri

Durante l'anno 2019 è stato registrato un consumo relativo ai cantieri pari a 292.517 kWh, che durante il 2021 invece è stato pari a 0 per via della pandemia. Data la piccola entità del contributo e la notevole difficoltà di stima di come questa quota possa evolversi nel tempo, è stato assunto per tutti gli anni del Masterplan un fabbisogno fisso di 292.517 kWh per i cantieri.

### 2.5.4 Confronto del modello con i dati del 2022 e 2023

Con lo sviluppo del Masterplan in tutte le sue fasi, si è giunti nella fase conclusiva con l'aver a disposizione i consumi misurati degli anni 2022 intero e 2023 parziale (fino a giugno).

Anziché ricostruire tutti i ragionamenti in funzione dell'ultimo anno completo a regime, è stato ritenuto più efficiente confrontare i risultati del modello costruito con i dati di fabbisogno aggiornati, in modo da validare il modello.

Una prima analisi ha evidenziato valori più bassi di quelli previsti inizialmente, effetto dovuto anche ad un intervento di efficientamento della regolazione delle unità di trattamento dell'aria avvenuto nel 2022. Il modello è stato quindi corretto, come visto, affinché ne tenesse conto, ottenendo la validazione come in tabella seguente.

Fabbisogno	2023 reale + ricostruzione mesi mancanti	2023 da modello corretto	Scost. %
Termico impianto centralizzato	11.667.265 kWh	11.460.322 kWh	-2%
Frigorifero impianto centralizzato	16.201.612 kWh	19.858.839 kWh	+23%
Energia Elettrica sedime	37.397.694 kWh	39.704.619 kWh	+6%

Anche se dal confronto con il 2023 risulta uno scostamento del vettore frigorifero maggiore rispetto a quello termico, è stato deciso di usare lo stesso fattore correttivo, in quanto confrontando i risultati con i dati del 2022, lo scostamento è pari al 4%. Inoltre, la scelta è cautelativa se si considera la possibilità del verificarsi di stagioni estive future mediamente più calde.

Si riportano a seguire Tabella e Figura analoghe a quanto visto per il 2019 (Tabella 2-1 Fabbisogni energetici di baseline (riferiti al 2019) - Figura 2-1 Ripartizione della produzione termica, frigorifera ed elettrica (da sinistra a destra) a copertura dei fabbisogni di baseline con gli attuali sistemi di produzione), relative all'anno 2023 per un confronto:

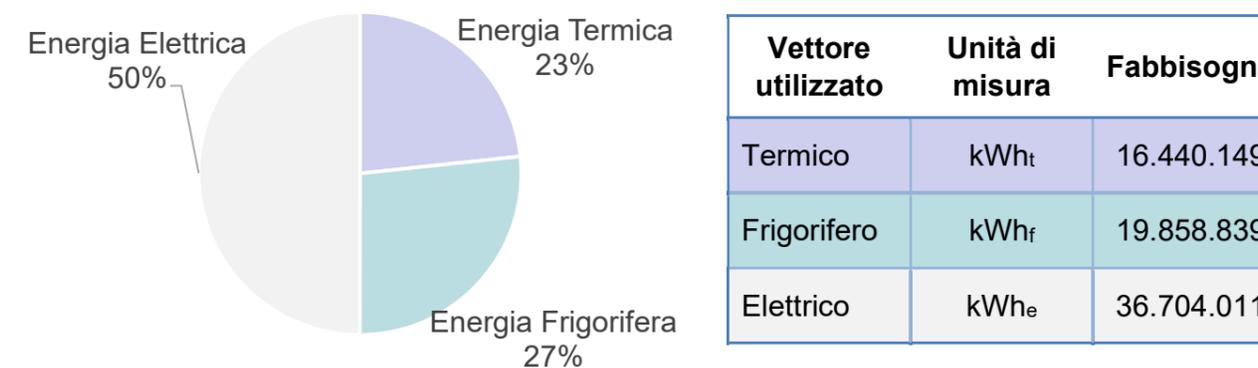


Tabella 2-6 Fabbisogni energetici 2023

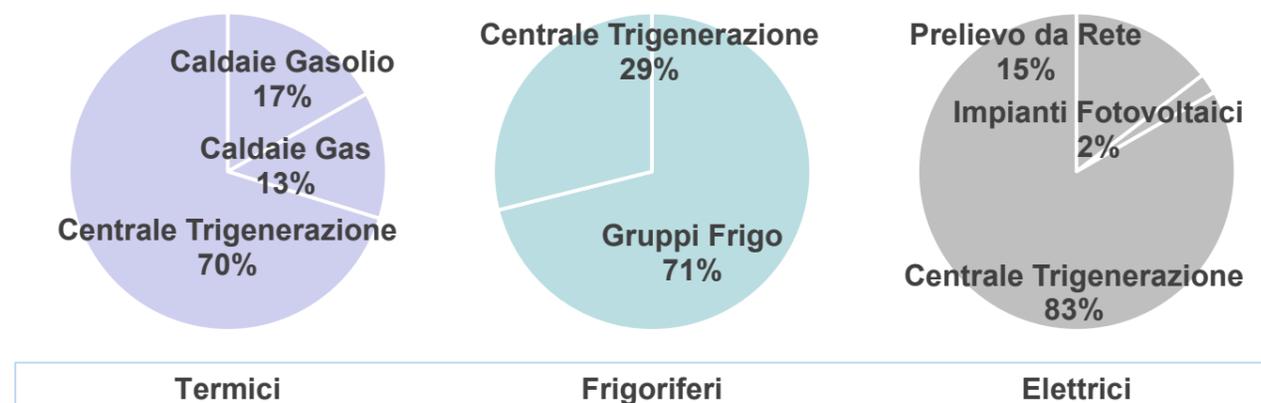


Figura 2-15 Ripartizione della produzione termica, frigorifera ed elettrica (da sinistra a destra) a copertura dei fabbisogni di baseline 2023

### 2.5.5 Riepilogo dell'evoluzione dei fabbisogni di baseline

La proiezione dei fabbisogni così determinata funge da base su cui valutare ogni possibile intervento, la cosiddetta *baseline*. Questo dato sarà poi utilizzato nel modello di simulazione, con risoluzione oraria di ogni fabbisogno, illustrato nel capitolo *MODELLO DI SIMULAZIONE ENERGETICA*.

Nel grafico seguente è illustrata proprio la proiezione dei fabbisogni totali ottenuti a partire da quelli relativi al 2023 come riferimento.

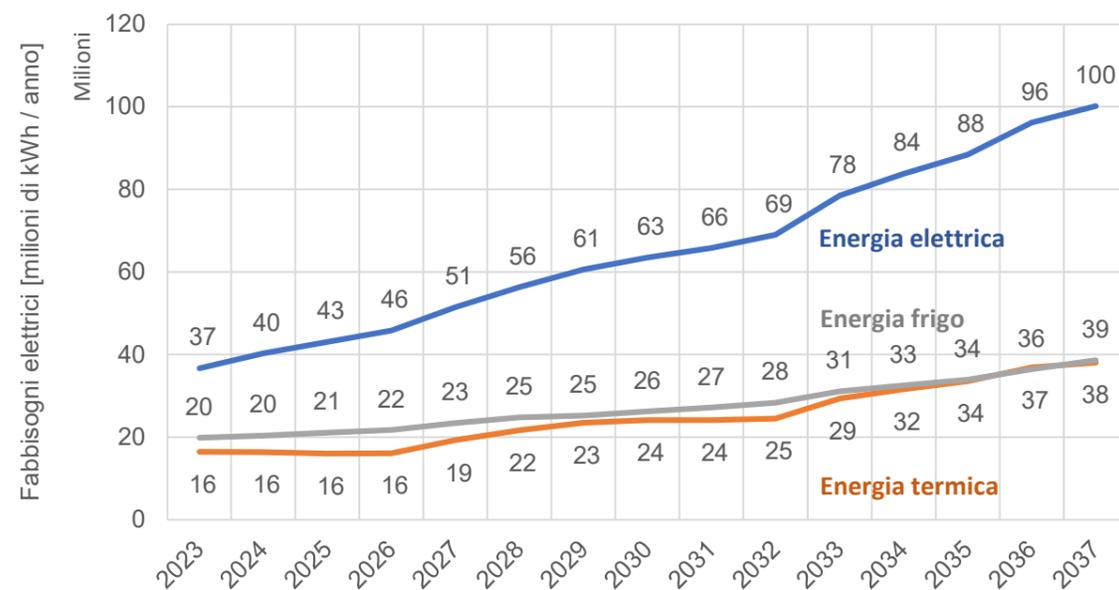


Figura 2-16 Proiezione dei fabbisogni energetici

Si ritiene utile ricordare al lettore che il dato di energia elettrica qui illustrato è un fabbisogno, a cui poi corrisponderà un consumo (prelievo da rete) diverso, decurtato della parte di autoproduzione fotovoltaica ed incrementato del consumo delle nuove macchine per la produzione termica e frigorifera.

## 3 NUOVE DOTAZIONI IMPIANTISTICHE

### 3.1 Tecnologie considerate

A parità di fabbisogni di energia utile, la scelta delle infrastrutture di cui disporre influisce sui consumi di energia primaria e di conseguenza sulle emissioni. L'individuazione della configurazione impiantistica migliore, al fine di far fronte ai fabbisogni con impatto nullo sull'ambiente, è tra i principali obiettivi del Masterplan.

Per la realizzazione di questo lavoro, è stato effettuato un sopralluogo e condivisa la documentazione utile per analizzare lo stato di fatto delle strutture impiantistiche attualmente a servizio dell'aeroporto ed i consumi di energia. In secondo luogo, è stato instaurato un tavolo di confronto da cui sono emerse le azioni intraprese e le criticità pregresse, le opportunità future da poter valutare, i vincoli e gli spazi di manovra in cui dovranno operare eventuali interventi di efficientamento.

Di seguito, saranno presentate le tecnologie ritenute valide e rispondenti alle esigenze del sedime e quelle scartate, illustrando di volta in volta le considerazioni che hanno portato a queste conclusioni.

### 3.2 Agrivoltaico

È ormai chiaro che l'impiego delle fonti rinnovabili, come quella solare ed eolica, sia il primo passo per ottenere energia pulita e sostenibile. Le tecnologie che sfruttano queste fonti hanno raggiunto una maturità che le rende competitive ed affidabili, contribuendo anche alla diversificazione dell'approvvigionamento energetico e riducendo la dipendenza dalle fonti fossili. Per questa ragione, la prima tecnologia che è stata approfondita e di cui si vedrà l'importanza nel resto del masterplan, è l'agrivoltaico.

In generale si parla di impianto agrivoltaico (APV) quando un impianto fotovoltaico è installato su suolo agricolo adottando soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione.

Questa tecnica era impiegata già negli anni '80 ma negli ultimi mesi è stata oggetto di una crescente attenzione da parte degli addetti ai lavori, principalmente a seguito della diminuzione del costo della tecnologia, dell'aumento dei prezzi dell'energia e della crescente attenzione ai temi ambientali. In particolare, l'agrivoltaico risponde alla necessità di produrre energia da fonte rinnovabile ed alla conservazione, od anche meglio, recupero ed ottimizzazione della produttività agricola.

Le principali caratteristiche innovative dell'agrivoltaico consistono nell'ottimizzazione di entrambe le produttività, nel monitoraggio delle prestazioni e dell'impatto, nell'integrazione con il paesaggio ed il rispetto della biodiversità. Da questo punto di vista esistono ancora pochi esempi e quindi una limitata diffusione delle conoscenze in merito alle strategie più valide ed ai risultati conseguibili.



*Impianto da 49 MWp vicino l'aeroporto Thisted in Danimarca (colture seminative e pascoli)*

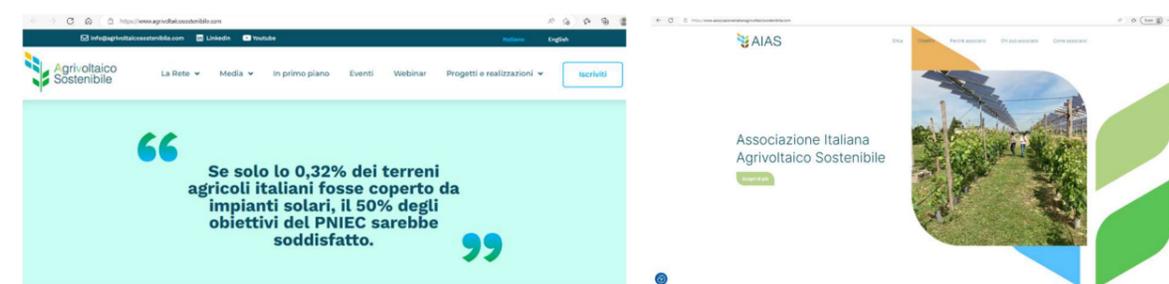
*Il sito di ricerca e divulgazione «Jack's Solar Garden» in Colorado*

*Sistema agrivoltaico a Monticelli d'Ongina (PC)*

**Figura 3-1 Alcuni esempi di siti agrivoltaici in Italia e nel mondo**

Infatti, al fine di creare una rete nazionale atta a promuovere nozioni e scambio di buone pratiche per lo sviluppo e la diffusione dei sistemi agrivoltaici, è stata avviata da ENEA l'iniziativa Agrivoltaico Sostenibile<sup>4</sup>.

Recentemente è stata anche fondata l'Associazione Italiana Agrivoltaico Sostenibile<sup>5</sup> con lo scopo di svolgere attività di promozione per lo sviluppo dell'agrivoltaico, sostenendo i progetti che valorizzano il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi, anche attraverso soluzioni tecnologiche avanzate.



**Figura 3-2 I siti di ENEA dedicati all'agrivoltaico**

Sulle piattaforme online è possibile documentarsi sugli iter autorizzativi, sul coinvolgimento delle comunità locali, su esperienze e progetti, sulle tecnologie geospaziali e le loro applicazioni, sulla trasformazione del paesaggio e possibili soluzioni. Sono disponibili e gratuiti interi webinar, linee

<sup>4</sup> <https://www.agrivoltaicosostenibile.com/>

<sup>5</sup> <https://www.associazioneitalianagrivoltaicosostenibile.com/>

guida e una mappa dei progetti realizzati in Italia, nonché notizie e informazioni sulla rete ed i progetti attivi.

I due sistemi (coltivazione agricola e produzione di energia solare) presi separatamente sono ampiamente collaudati ma il principale tratto innovativo è proprio la loro unione. Pertanto le attente campagne di monitoraggio saranno strumenti indispensabili per controllare che la produttività di entrambi i sistemi sia garantita.

Tra i documenti più importanti disponibili sulle piattaforme, vi sono le linee guida in materia di impianti agrivoltaici redatte da un gruppo di lavoro<sup>6</sup> coordinato dal MITE, dove sono riportati i requisiti per poter definire un impianto “agrivoltaico”:

- configurazione spaziale tale da valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sistemi;
- tutela della continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale.



**Figura 3-3 Un'illustrazione dell'incremento di efficienza nell'uso di suolo con fotovoltaico e coltivazioni, basato sul sito test di Heggelbach. © Fraunhofer ISE**

Affinché un impianto agrivoltaico possa dirsi “avanzato” ed accedere agli incentivi, sarà necessario valutare anche i seguenti due ulteriori requisiti:

- montaggio dei moduli elevati da terra ed installazione di soluzioni integrate innovative (ad esempio, un sistema ad inseguimento solare);
- monitoraggio dell'impatto dell'installazione fotovoltaica sulle colture, del risparmio idrico e della produttività agricola.

Un ultimo incremento delle prestazioni può essere ottenuto con operazioni aggiuntive di monitoraggio, condizioni necessarie insieme a tutte le precedenti, per accedere ai fondi stanziati dal PNRR:

- monitoraggio del recupero della fertilità del suolo (qualora precedentemente non coltivato);
- monitoraggio del microclima generato dall'impianto;
- monitoraggio della resilienza ai cambiamenti climatici.

In sostanza un sistema agrivoltaico per poter essere definito avanzato non può limitarsi a lasciare illesa l'attività agricola ma deve promuovere una sinergia tra le due componenti, ottimizzarne la produzione e monitorarne gli effetti. A titolo di esempio, i moduli fotovoltaici possono generare

un microclima favorevole alle colture, proteggere le stesse da eventi atmosferici estremi e dalla radiazione diretta del sole in estate con una conseguente riduzione del fabbisogno di acqua irrigua oltre ad alcuni accorgimenti per il ripristino della biodiversità.

Allo stesso tempo, la produzione fotovoltaica può beneficiare del doppio effetto utile dato da un pascolo ovino che brucando, tiene bassa l'erba che altrimenti ombreggerebbe i moduli.

D'altro canto, è necessario il rispetto del limite massimo di occupazione della superficie agricola disponibile pari al 40%. Bisogna considerare inoltre gli extra costi dovuti alle strutture di sostegno ed i sistemi di monitoraggio prima elencati. Infine, non ultimo per importanza, dovranno essere adottate misure di mitigazione dell'impatto sul paesaggio e più in generale l'impatto ambientale che un impianto di grande taglia può avere, a prescindere che esso sia APV o fotovoltaico a terra.

### Contesto normativo

Con il PNRR si è dato forte impulso alle riforme (in particolare la M2C2 - Riforma 1.1) di semplificazione delle procedure di autorizzazione alla realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. Parallelamente è in via di definizione un bando per l'assegnazione di 1,1 miliardi di euro per lo sviluppo dell'agrivoltaico con traguardo europeo che prevede l'aggiudicazione entro la fine del 2024.

In attuazione della direttiva UE 2018/2001, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, il D.Lgs. 199 del 08/11/2021 ha definito, tra le altre cose, criteri e modalità per incentivare la realizzazione di impianti agrivoltaici all'art. 14 comma 1 lettera c ed i regimi autorizzativi all'art. 18. L'art. 7 prevede, nei primi due comma, che il Consiglio dei ministri possa sostituirsi ai ministeri ed alle amministrazioni in caso di dissensi reciproci sia in termini di VIA che in termini di autorizzazione unica. Infine, all'articolo 20, tra le altre cose, indica alle regioni di individuare le aree di idoneità.

Infatti, recentemente la regione Veneto ha emanato la legge n. 17 con la finalità di perseguire la transizione energetica del sistema socioeconomico regionale seguendo due obiettivi. Il primo è la decarbonizzazione al 2050, la riduzione della dipendenza energetica e la promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Il secondo è preservare il suolo agricolo quale risorsa limitata e non rinnovabile, individuando aree con indicatori di presuntiva non idoneità nonché aree con indicatori di idoneità alla realizzazione di impianti fotovoltaici. Mediante questa legge è sostenuto il contemperamento degli interessi coinvolti, tra cui la tutela dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico-artistico, delle tradizioni agroalimentari locali e della biodiversità.

Con l'art. 4 è regolata la valutazione delle istanze, in particolare il comma 2.a impone che gli impianti con potenza di picco superiore a 1 MW sono realizzabili solo in forma di agrivoltaico. Al comma 3 invece è indicato che gli impianti realizzati in zona agricola (da parte di imprenditori agricoli professionali -IAP- o coltivatori diretti od amministrazioni pubbliche, ai fini

<sup>6</sup> Composto da ENEA, GSE, CREA, RSE

dell'autoconsumo o realizzati in regime di comunità energetiche composte da soggetti pubblici o privati o da entrambi, non rilevano gli indicatori di presuntiva non idoneità (art.3) per i soli impianti di tipo agrivoltaico.

Seguendo le indicazioni dell'art. 20 del D.Lgs. 199/21 individua all'art. 7 le aree idonee per l'installazione ed all'art. 3 quelle di presuntiva non idoneità.

Le superfici di proprietà dell'aeroporto potrebbero rientrare tra le aree idonee qualora fossero incluse nella definizione riportata al comma 3 ovvero: *“aree già interessate da processi di urbanizzazione o dalla realizzazione di opere pubbliche o di attrezzature o impianti di interesse pubblico, nonché le relative aree di pertinenza e di rispetto”*.

Contestualmente tra gli indicatori di presuntiva non idoneità troviamo al comma 1.A sia le aree *core zone* che le *buffer zone* dei siti inseriti nella lista mondiale UNESCO. L'area di sedime aeroportuale è in buona parte inclusa nella conterminazione identificata come «Venezia e la sua laguna» appartenente al patrimonio UNESCO.

L'aeroporto, in quanto infrastruttura di importanza strategica, è oggetto di valutazione straordinaria da parte del comitato di pilotaggio, costituito dai rappresentanti di ciascun ente avente responsabilità e competenze dirette sulla tutela e gestione della Laguna. Per questo e altri scopi, è stato istituito il sito internet [www.veniceandlagoon.net](http://www.veniceandlagoon.net) nel quale è indicato che le zone interessate da vincolo sono ancora in via di definizione.

Esiste un'area di proprietà dell'aeroporto, denominata *Ca' Bolzan*, appena esterna alla conterminazione lagunare, dove è stata ipotizzata l'installazione di buona parte delle nuove infrastrutture energetiche incluse nel Masterplan, compreso l'agrivoltaico. In quest'area è presente una *buffer zone* in prossimità del fiume, ma non si prevede di effettuare opere così da preservarla.

Dall'analisi degli strumenti di pianificazione territoriale locali emerge che tutta l'area circostante il sedime è interessata da rischio sismico ed idrogeologico; pertanto, qualunque tipo di progetto dovrà essere corredato da una relazione geotecnica che includa la valutazione dell'impatto del progetto sulla situazione idrogeologica del suolo. Dovrà essere quindi rispettato il principio di *“miglioria idraulica”* ovvero sarà garantito che le opere lascino invariata od eventualmente migliorino la situazione idrogeologica dell'area.

Inoltre, tutta l'area è contrassegnata come ambito agricolo di primaria importanza in cui, in base al PRG, sono ammesse nuove costruzioni solo per esigenze legate all'attività agricola. Tuttavia, le opere che fanno parte del Masterplan possono essere intese come *“di pubblica utilità”*, uno status che consentirebbe di derogare a questo regolamento. Ad ogni modo, le superfici edificate, dedicate alle infrastrutture energetiche, sarebbero limitate rispetto alla superficie agricola totale, e l'agrivoltaico, come detto, ha nella propria definizione la tutela dell'attività agricola. Questo aspetto sarà garantito mediante una relazione agronomica e di monitoraggio della conservazione della produzione agricola, come indicato anche sulle linee guida.

La vicinanza con l'aeroporto determina infine la necessità di allegare al progetto una valutazione dell'impatto sulla navigazione aerea e quindi bisognerà ricevere parere positivo da parte di ENAC per l'installazione. Le linee guida di ENAC riportano che sulla base dei dati disponibili in letteratura e dall'analisi delle pratiche inviate all'Ente negli ultimi anni, è possibile fare le seguenti assunzioni in merito alla valutazione dell'impatto visivo causato dalle installazioni fotovoltaiche:

- l'intensità di una riflessione causata dai pannelli solari può variare dal 2% al 50% della luce incidente a seconda dell'angolo di incidenza e di conseguenza, a seconda del periodo dell'anno nel quale si svolge l'analisi;
- le linee guida pubblicate da altri Paesi mostrano che l'intensità dei riflessi dei pannelli solari è uguale se non inferiore a quella di uno specchio d'acqua e simile a quella causata del vetro. Inoltre, gli effetti di riflessione sui pannelli solari sono significativamente meno intensi di molte altre superfici riflettenti comunemente presenti in un ambiente esterno;
- I moduli fotovoltaici di ultima generazione riflettono in media il 4- 5 % della luce incidente.



Figura 3-4 Estratto degli strumenti di pianificazione territoriale

In conclusione, a partire dalle direttive europee fino ai regolamenti locali, la normativa vigente favorisce e guida la transizione verso una produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile con i dovuti accorgimenti nel rispetto degli interessi coinvolti.

## Soluzione proposta

È opinione diffusa che l'elettrificazione dei consumi, combinata all'efficientamento energetico, possa portare ad una significativa riduzione delle emissioni. Un recente report<sup>7</sup> afferma la possibilità di abbattere con queste misure fino a due terzi delle emissioni europee entro il 2030 a costo netto zero. In linea con questa tendenza, il Masterplan ha previsto diverse tecnologie il cui scopo è migliorare in maniera sostanziale l'efficienza dei sistemi di produzione energetica (es. pompe di calore) e che sono, allo stesso tempo, alimentate elettricamente. Tra le conseguenze si ha un considerevole aumento di fabbisogno elettrico che se non soddisfatto da fonti energetiche rinnovabili, deve essere approvvigionato da rete. Questo lascerebbe nelle mani di chi gestisce la rete la responsabilità di approvvigionarsi di energia da fonte rinnovabile. Così si precluderebbe, però, il raggiungimento dell'obiettivo del Masterplan, ovvero, avere il pieno controllo delle proprie emissioni, dirette e indirette (scope 1 e 2), al fine di azzerarle definitivamente.

Per poter sopperire a un tale fabbisogno di energia elettrica, è evidente la necessità di disporre di un'infrastruttura di dimensioni adeguate. Nel caso del fotovoltaico, la dimensione caratteristica è la superficie captante: più grande sarà l'area occupata, maggiore sarà la potenza prodotta e per questo anche in Italia esistono impianti che coprono decine di ettari. Nella fattispecie l'impianto previsto occuperà circa 70 ettari come illustrato in Tabella 3-1.

La scelta di procedere con un impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto a terra, risponde alla prima esigenza di non sottrarre suolo produttivo all'agricoltura, preservando quanto più possibile il paesaggio.

Per un impianto a terra, a meno di vincoli particolari, al variare della latitudine si sceglie l'inclinazione dei moduli che consente di ottimizzare la produzione (in Italia intorno a 30°). Le file di moduli proiettano quindi un'ombra che vincola la distanza da tenere affinché una fila non faccia ombra alla successiva. Così la superficie captante diventa circa la metà di quella del suolo occupato (con 30° di inclinazione), ovvero, per ogni 100 m<sup>2</sup> impegnati si avranno circa 50 m<sup>2</sup> di area captante.

Questo rapporto detto LAOR (land area occupation ratio) diventa più severo nel caso dell'agrivoltaico, perché le colture, a seconda della tipologia, hanno bisogno di un certo quantitativo di luce. A parità di suolo occupato, quindi, è possibile installare una superficie captante inferiore al 40%, rispetto al tipico 50% del fotovoltaico a terra.

Il parco agricolo sarà dunque rivisitato al fine di migliorarne quanto più possibile la produttività e occupare con l'impianto fotovoltaico il minor quantitativo di terreno possibile. Nei calcoli è stato ipotizzato di poter raggiungere un LAOR pari al 35%, valore simile ad alcuni casi studio esaminati.



Figura 3-5 L'impianto a Nidolères in Francia, un modello di integrazione tra coltura e tipologia di disposizione dei moduli

Per incrementare ulteriormente la produzione è stato scelto di utilizzare moduli bifacciali, che consentono di captare sia la luce diretta che quella riflessa dall'area circostante, cosiddetta albedo. La potenza è così incrementata fino a un massimo del 70%<sup>8</sup>, a seconda della luce riflessa ed in generale delle condizioni di lavoro dei moduli. I moduli saranno di tipo monocristallino, installati su sostegni sollevati da terra dotati di sensori e servomotori per l'inseguimento solare ad asse orizzontale.

Date le dimensioni considerevoli, l'impianto è stato diviso in tessere e sottocampi, con inverter e batterie dedicati installati adiacenti al generatore.

In totale, al 2037, si prevede di impegnare con l'agrivoltaico fino a 68,1 ettari, l'impianto che ne risulterebbe è descritto dai numeri nella tabella seguente.

<b>Superficie agricola considerata</b>	68,1	Ha
	680.800	m <sup>2</sup>
<b>Ingombro impianto FV</b>	238.300	m <sup>2</sup>
<b>Ingombro FV su superficie agricola (GCR)</b>	35	%
<b>Moduli</b>	92.000	
<b>Potenza</b>	49,7	MWp
<b>Energia prodotta</b>	80,3	GWh <sub>e</sub> / anno

Tabella 3-1 I numeri dell'agrivoltaico al 2037

<sup>7</sup> McKinsey & Company; <https://www.qualenergia.it/articoli/zero-emissioni-nette-in-ue-al-2050-si-puo-fare-e-anche-a-costo-netto-zero/>

<sup>8</sup> Valore di bifaccialità inteso come  $P_{max,rear}/P_{max,front}$  dichiarato dal costruttore del modulo utilizzato per le simulazioni

Si illustra nelle figure seguenti, una configurazione di massima dell'impianto fotovoltaico, collocato a sinistra nel contesto attuale, e a destra nel contesto di progetto al 2037.



Figura 3-6 Una rappresentazione del layout per l'impianto agrivoltaico ipotizzato al 2037

### 3.3 Fotovoltaico su edifici

È possibile ottenere un secondo importante contributo di energia rinnovabile grazie all'installazione di impianti fotovoltaici su edifici e strutture che rientrano nelle pertinenze del sedime. Infatti, vi sono alcune zone che possono essere interessate dall'installazione di pannelli fotovoltaici senza particolari vincoli. Le possibili aree interessate, tenendo conto della loro estensione e dell'impatto che la posa di pannelli comporterebbe, sono le seguenti:

- tetti e/o superfici esposte all'irraggiamento solare su cui sono già presenti pannelli solari: in questo caso si tratterebbe di interventi di revamping, migioria ed ammodernamento degli impianti già presenti;
- parcheggi già in uso e di nuova realizzazione comprese le superfici disponibili dei parcheggi multipiano: saranno posati pannelli sia direttamente su edifici che tramite l'ausilio di pensiline sulle aree a raso coinvolte (che godranno di ammodernamento ed un nuovo design);
- superfici di nuovi edifici e di edifici già presenti che offrono la possibilità di installazione: questi ultimi offrono aree corrispondenti a circa il 7% in termini di area totale occupata da pannelli ed il 6% in termini di potenza installata con riferimento a stime al 2037.

Sulla base del piano di sviluppo dell'aeroporto e dei suoi edifici è stato possibile fare una stima del potenziale installabile riportato nella tabella sottostante.

Luogo di installazione	Superficie occupata m <sup>2</sup>	Potenza installata MWp
Edifici adibiti a parcheggi	13.600	1,3
Revamping edifici esistenti	9.800	2,0
Edifici nuovi	106.400	22,2
Parcheggi scoperti	9.600	0,9
<b>TOTALE</b>	<b>139.400</b>	<b>26,4</b>

Tabella 3-2 Caratterizzazione degli impianti fotovoltaici da installare e dimensioni al 2037

I numeri riportati qui sopra fanno riferimento all'anno 2037 in cui si stima che tutta la superficie disponibile sia correttamente utilizzata. La configurazione di ogni impianto in questo contesto dovrà essere adattata alle conformazioni delle stesse superfici ospitanti. Vale a dire, ad esempio, che sugli edifici si dovrà tenere conto dell'eventuale presenza di ostacoli ed ombreggiamenti. Le stime effettuate includono già un fattore di sicurezza ma potrebbero variare sensibilmente, sia in senso negativo che positivo, a seconda dei progetti che saranno effettivamente realizzati.

Sugli edifici si è ipotizzata l'installazione dei moduli orizzontali, in questo modo, anche se l'efficienza non è ottima, è possibile installarne di più coprendo più superficie ed ottenendo

complessivamente una produzione maggiore di energia. Sui parcheggi invece la superficie ridotta fa propendere per una soluzione ottimizzata, inclinando i moduli di 30° rispetto all'orizzontale del suolo. In entrambi i casi i calcoli sono stati effettuati utilizzando un pannello fotovoltaico di riferimento; non si tratta dello stesso preso in considerazione per l'impianto agrivoltaico ma di un modulo monofacciale monocristallino.

### 3.4 Batterie di accumulo

Le fonti rinnovabili più sfruttate, quali l'energia solare ed il vento, sono poco prevedibili e molto variabili nel tempo, per questo può essere utile affiancare ai generatori fotovoltaici (sia per l'agrivoltaico che sugli edifici) un sistema di accumulo.

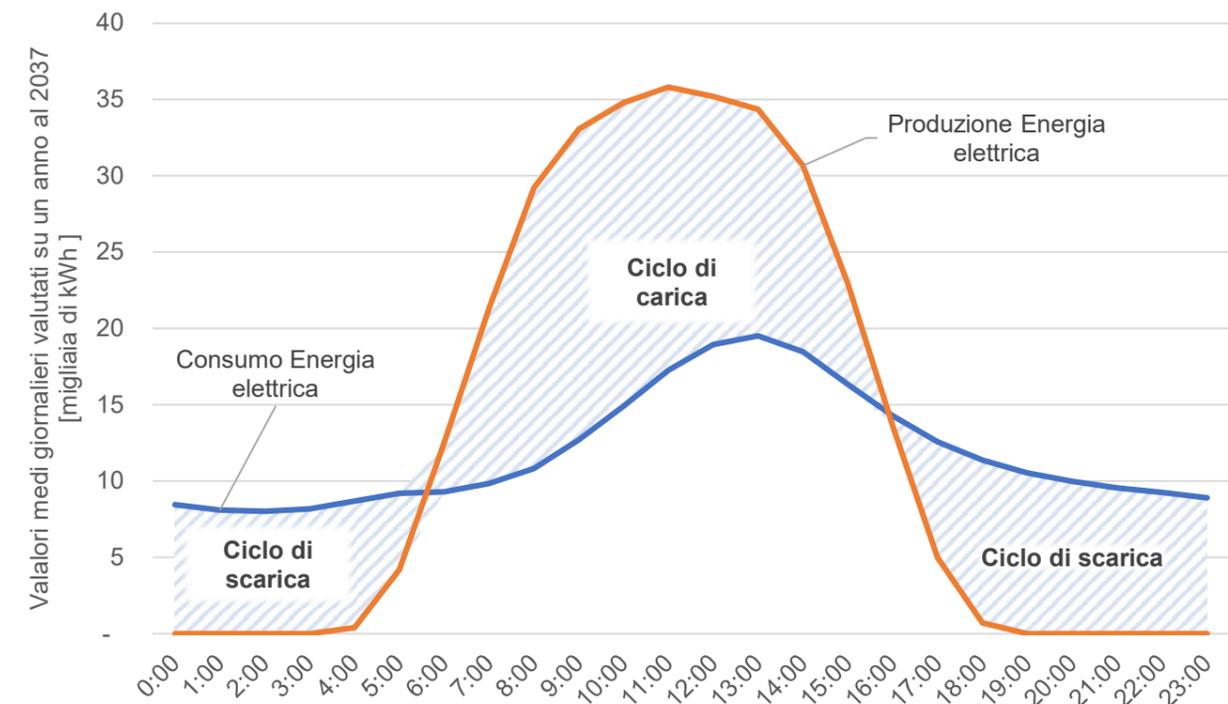


Figura 3-7 Funzionamento sistema di accumulo energia elettrica

Quando questi impianti producono più energia di quella necessaria, il surplus viene conservato per essere usato quando la situazione si inverte. Il sistema di accumulo è dimensionato opportunamente tenendo conto della produzione massima da fotovoltaico che in parte sarà immagazzinata in modo tale da rispondere ai fabbisogni serali e notturni, oltre che nei giorni nuvolosi. Così facendo si evita di prelevare energia dalla rete, portando ad un aumento della resilienza e dell'indipendenza energetica del sistema elettrico dell'aeroporto. Questo aspetto è

particolarmente rilevante data la soluzione, complessivamente elettrificata, proposta nell'ambito del Masterplan. Quando invece la produzione supera i fabbisogni e l'accumulo è già saturo, l'energia in eccesso viene messa a disposizione della rete elettrica nazionale e può essere valorizzata.

In assenza di accumulo, l'energia in più sarebbe completamente immessa, mentre, in assenza del sole, sarebbe necessario prelevare, gravando in entrambi i casi sulla rete nazionale. Questa scelta oltre ad essere economicamente sconsigliata, rende l'aeroporto dipendente dalla rete, sia in fase di prelievo che di immissione ed espone la gestione all'aleatorietà della valorizzazione dell'energia, sia immessa che prelevata.

### Soluzione proposta

È stato ipotizzato di utilizzare batterie al litio ferro fosfato con un'efficienza di carica e scarica complessiva del sistema pari all'81% (90% per la carica e 90% per la scarica). Si tratta di soluzioni di tipo containerizzato, integrate con inverter che verranno collocate in prossimità degli impianti di produzione fotovoltaica per una taglia di potenza pari a 130 MWh (riferimento all'anno 2037).

Al 2037, senza batterie, l'autoconsumo, cioè la quantità prodotta e contestualmente consumata in loco, sarebbe pari al 57%, ovvero, il 47% del fabbisogno di energia elettrica complessivo.

Invece, con l'installazione di un sistema di accumulo, l'autoconsumo aumenta di 23 punti percentuali, evitando così un traffico di 24,7 GWh all'anno, da e verso la rete.

	Senza batterie	Con batterie
<b>Autoconsumo sistemi</b>	57%	80%
<b>Copertura fabbisogno</b>	47%	65%

Tabella 3-3 Incremento autoconsumo con installazione batterie

Installando una capacità maggiore l'autoconsumo aumenta sempre meno, al punto che diventa sconsigliato installare batterie oltre una certa taglia come riportato nel prossimo grafico.

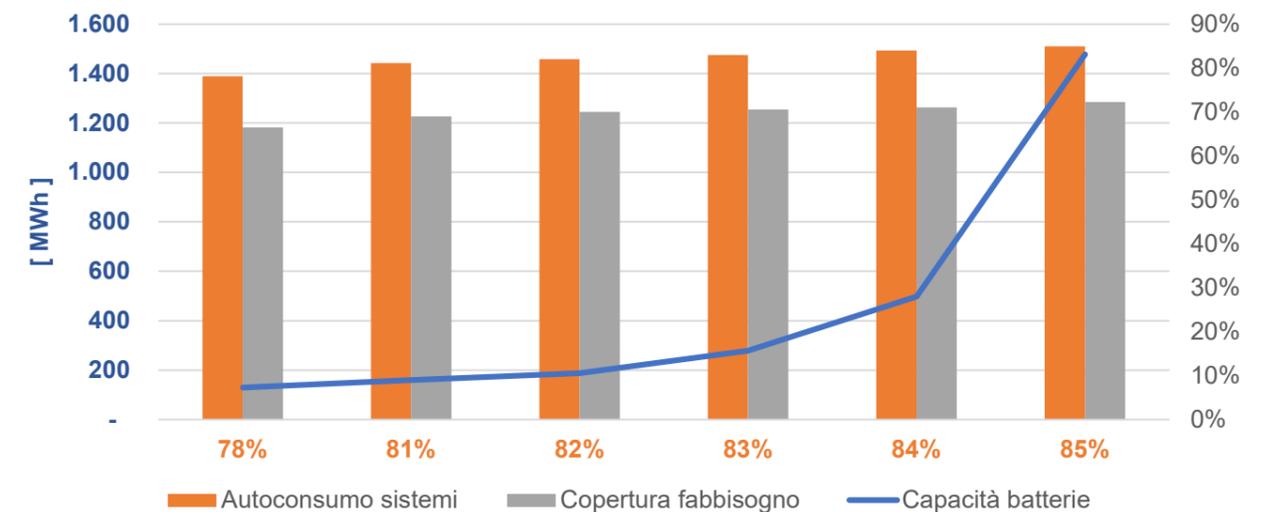


Figura 3-8 Andamento della capacità del sistema ad accumulo in funzione dell'autoconsumo desiderato

Anche se non è stato valutato per via cautelativa in questo studio, un'altra possibilità che può rappresentare un'alternativa od un'integrazione agli accumuli consiste nel cosiddetto "Vehicle to Grid", un servizio che permette l'interconnessione tra i veicoli elettrici parcheggiati e collegati alle colonnine di ricarica. In questo modo le batterie di questi veicoli possono essere utilizzate come un'estensione del sistema elettrico dell'aeroporto ottimizzando la produzione ed i consumi di energia elettrica.

### 3.5 Geotermia

#### Energia geotermica

L'energia geotermica è l'energia termica generata e conservata all'interno del pianeta Terra. Essa deriva dalla formazione del pianeta e dal processo di decadimento di alcuni elementi presenti al suo interno. L'energia geotermica può essere considerata una fonte di energia rinnovabile dato che in alcuni casi è considerabile ad emissioni zero. Il calore proveniente dal sottosuolo è conosciuto e sfruttato sin dal Paleolitico e, all'inizio del secolo scorso, è stato sfruttato per la prima volta in assoluto per produrre energia elettrica (Impianti geotermici di Larderello, Toscana).

#### Descrizione principi geotermici

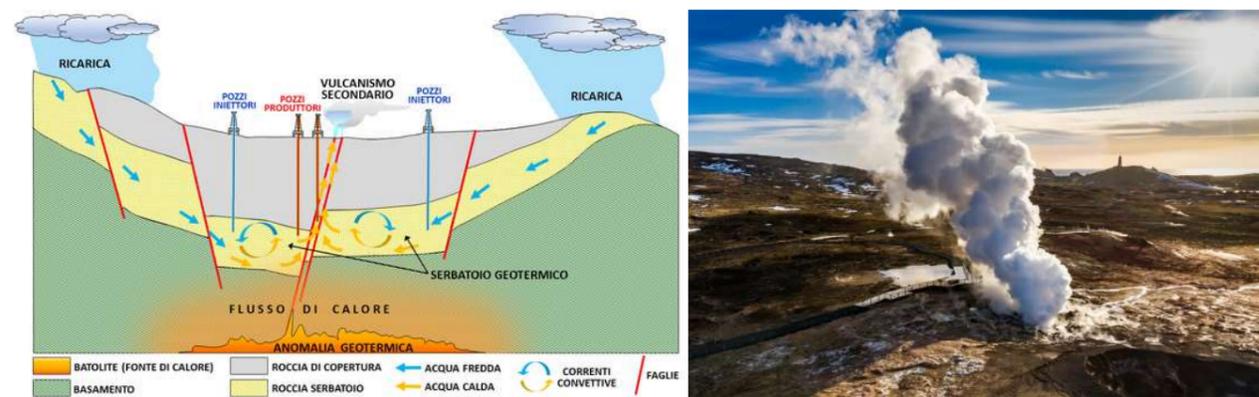


Figura 3-9 Attività e meccanismi geotermici

Il calore proveniente dalla crosta terrestre comporta un graduale aumento della temperatura all'aumentare della profondità, mediamente di circa 30°C per km. Per poter utilizzare questa fonte di energia è necessario quindi individuare le zone dove la cosiddetta anomalia termica è maggiore. Queste sono tipicamente riscontrabili in prossimità di congiunzioni di placche tettoniche o di faglie, luoghi dove avvengono attività importanti al di sotto della crosta terrestre e nel mantello. In questi punti in base alla composizione geologica ed in base all'intensità dell'anomalia possono aver luogo fenomeni come soffioni di vapore, geyser o pozzi geotermali di acqua calda.

In base alla sorgente di calore di cui si ha disposizione ed in base alla tipologia di attività geotermica, si può sfruttare l'energia in diversi modi e con diversi scopi. Laddove l'attività geotermica è molto elevata, si può pensare di utilizzare direttamente il calore estraendo fluido geotermico ad elevata temperatura da falde geotermali. Queste applicazioni sono dette ad alta entalpia e sono generalmente utilizzate per la produzione di energia elettrica o per la produzione combinata di energia elettrica e termica. Dove invece la fonte disponibile risulta essere a

contenuto energetico minore, l'energia geotermica sarà utilizzata per la produzione di sola energia termica. Per applicazioni a bassa entalpia si intendono anche i casi in cui non viene utilizzata una falda geotermale e viene quindi sfruttato il solo calore proveniente dal sottosuolo prelevato per mezzo di particolari sonde geotermiche.

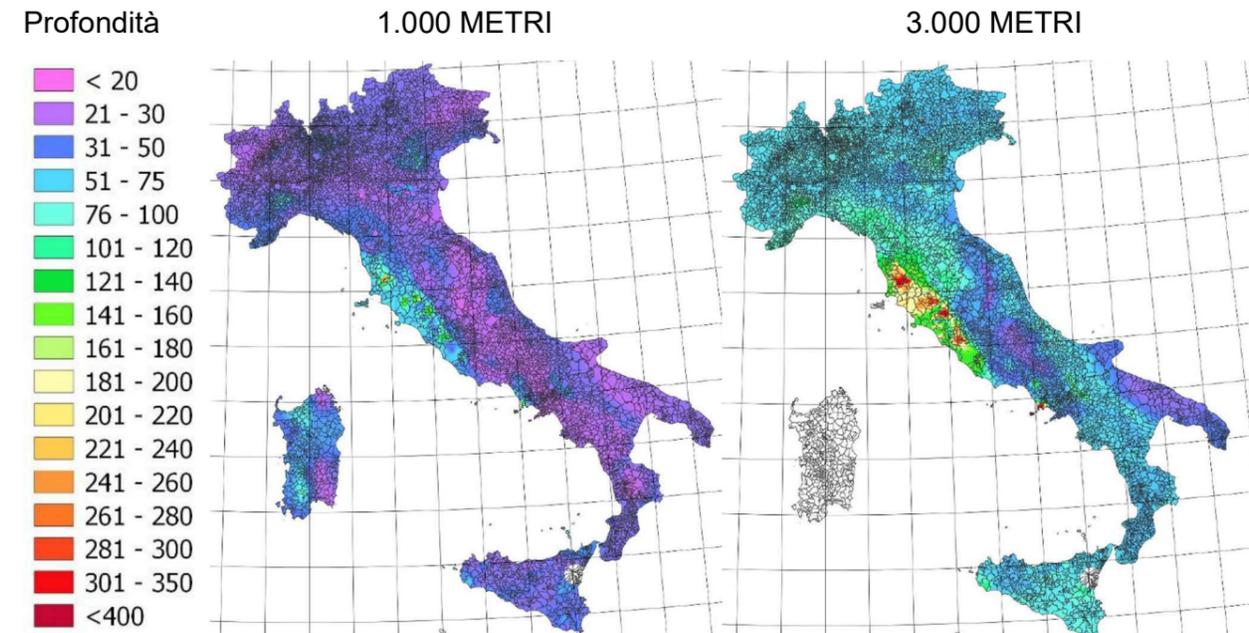


Figura 3-10 Carta potenziale geotermico in Italia

Risorsa Geotermica	Temperatura [°C]	Pressione [bar]	Profondità [m]	Tipo di fonte
Bassa entalpia	≤ 150	≤ 4	Fino a 3000	Acqua calda o calore estratto dal terreno
Alta entalpia	> 150	≤ 10	Fino a 5000	Fluido geotermale: vapore e/o acqua

Tabella 3-4 Classificazione risorse geotermiche

#### Studi geologici ed analisi dei vincoli

Per lo studio di fattibilità e realizzazione dell'impianto geotermico sono stati consultati studi geologici effettuati negli scorsi anni riguardanti le zone limitrofe alla laguna di Venezia tra cui:

- zonazione Geotermica del Territorio Italiano, UNMIG, 2017;
- test di Risposta Termica Del Terreno, Eneren, 2015;
- Idrogeologia del SIN di Venezia – Porto Marghera e Modellazione Numerica di Flusso delle Acque Sotterranee, Prof. G.P. Beretta, 2015.

In particolare, dalla Zonazione Geotermica del Territorio Italiano si sono considerati i comuni più vicini al sito oggetto di analisi (Mogliano Veneto, Quarto D'Altino, Marcon e Venezia), i quali hanno dimostrato che alla profondità di 1 km si raggiungano mediamente temperature di circa 42,7°C. Procedendo con le rilevazioni a profondità più elevate si evince che le temperature a 2 km e 3 km sono rispettivamente di 62,4°C e 80,2°C. Da questi si conclude che l'area non è interessata da particolari fenomeni geotermici. Interpolando i valori e considerando una profondità media di sonda di 100 m si ottiene una temperatura media del terreno di circa 17°C, la quale rappresenta il livello di temperatura al quale è possibile asportare calore dalle sonde geotermiche.

Sono stati presi in esame anche verifiche e test effettuati precedentemente per recenti lavori (2015) di ampliamento di alcuni edifici all'interno del sedime aeroportuale. Questi test specifici tra cui il Ground Response Test, che ha lo scopo di misurare le proprietà termiche del terreno e stabilire come lo scambio termico avvenga con esso, hanno confermato la possibilità di poter sfruttare la risorsa in esame solo attraverso applicazioni di tipo a bassa entalpia.

### Produzione energia termica e frigorifera

Dalle considerazioni del paragrafo precedente la sola possibilità di sfruttare la fonte in esame è del tipo dedicato alla produzione di energia termica e frigorifera. Inoltre, dato il contenuto energetico della risorsa si suggerisce di sfruttarla attraverso una configurazione indiretta a circuito chiuso con pompe di calore: un fluido termovettore (ad esempio l'acqua) viene iniettato in profondità per mezzo di sonde geotermiche, si riscalda, ritorna in superficie e va ad alimentare una pompa di calore che fornisce potenza termica ad un circuito secondario. Il terreno diventa a tutti gli effetti la fonte fredda da cui estrarre calore spendendo energia elettrica per alimentare la pompa di calore.

La peculiarità di questa tecnologia è quella di sfruttare una fonte rinnovabile, costante e praticamente inesauribile in modo pulito e sostenibile. Vi sono però alcuni limiti che vanno considerati:

- costi: la realizzazione di impianti dedicati allo sfruttamento di energia geotermica è molto costosa. I costi comprendono infatti la costruzione di infrastrutture particolari come pozzi e carotaggi. L'impianto diventa tanto più oneroso dal punto di vista economico tanto più si fa ricorso a trivellazioni profonde: con l'aumentare della profondità si rendono necessari studi ancora più approfonditi e l'impiego di strumentazioni specifiche come particolari trivelle, sonde e pompe di profondità. Nel caso in esame non risulterebbe economicamente sostenibile fare ricorso a trivellazioni profonde; l'anomalia è modesta e non essendoci la certezza circa la possibilità di sfruttare un pozzo geotermale, lo sforzo risulterebbe ingiustificato;
- impatto ambientale: alcuni impianti geotermici che lavorano sfruttando l'estrazione di fluido geotermale possono incorrere ad emissioni di inquinanti e gas serra disciolti nel fluido stesso. La tecnologia presa in considerazione, operando a ciclo chiuso e non prevedendo l'estrazione di fluido geotermico dal terreno, presenta emissioni relative allo sfruttamento della risorsa nulle. Non vengono emesse sostanze di alcun genere, non si riscontra pertanto alcun impatto visivo o olfattivo (legato ad alcune sostanze disciolte nei

fluidi geotermali). Trattandosi di una zona a rischio subsidenza sono da considerarsi il rischio di alterazione delle attività sismiche della zona interessata. Nonostante la zona del sedime sia a moderato rischio sismico avendo escluso perforazioni profonde non si incorre in alcun pericolo.

### Soluzione sviluppata

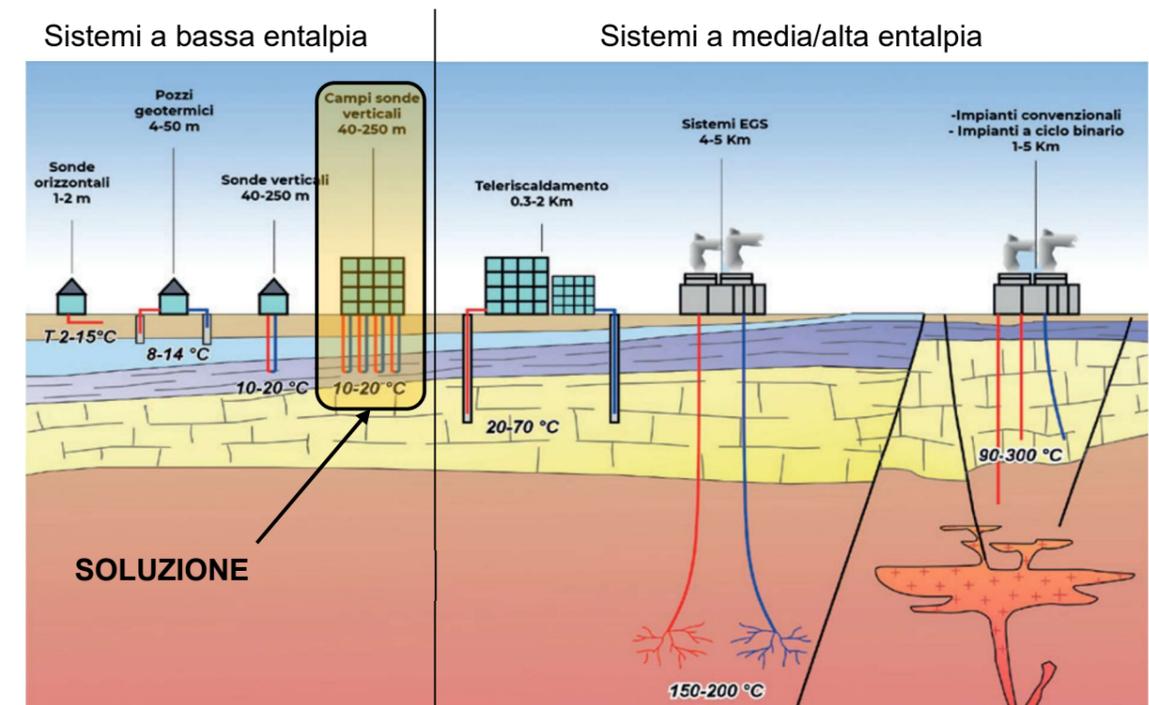


Figura 3-11 Possibili applicazioni di energia geotermica per produzione di potenza termica, a sinistra soluzioni a bassa entalpia

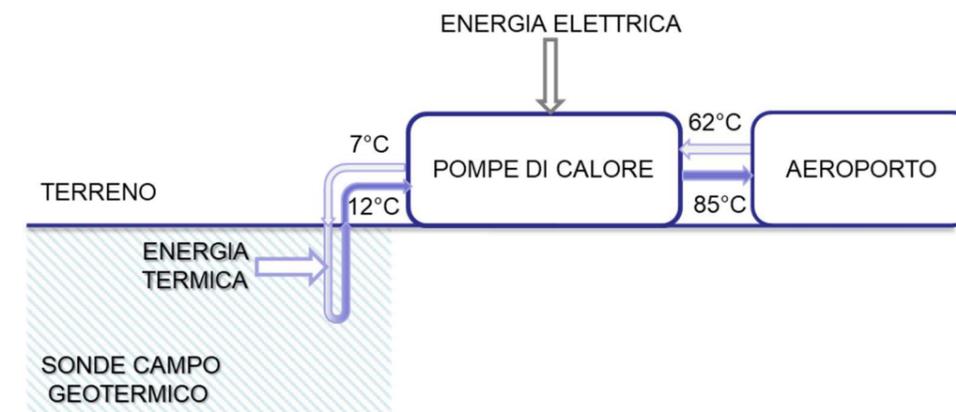


Figura 3-12 Schema di funzionamento proposto per l'impianto geotermico (funzionamento invernale)

L'utilizzo della geotermia è una delle principali soluzioni per raggiungere gli obiettivi a cui il Masterplan è finalizzato: la risorsa è disponibile tutto l'anno e non soggetta a condizioni ambientali esterne. L'impianto geotermico sarà del tipo a circuito chiuso con sonde a doppia U in cui il liquido termovettore acqua scambierà calore direttamente con il terreno circostante.

Dall'analisi della carta delle fragilità del piano regolatore comunale è emerso che la zona designata per l'installazione del campo geotermico è interessata da un rischio sismico moderato, rischio idrogeologico e dal fenomeno della subsidenza. Pertanto, come visto precedentemente per altri motivi, si esclude l'opzione di estrarre fluido geotermico attraverso trivellazioni profonde. Si opterà quindi per lo sfruttamento del solo calore proveniente dal sottosuolo, facilitato dalla composizione sabbiosa del terreno che incrementa lo scambio di calore tra il terreno e le sonde geotermiche. Inoltre, vi è l'ulteriore vantaggio di evitare totalmente il rischio di inquinamento delle falde acquifere dato che il fluido termovettore non viene in contatto diretto con l'ambiente.

Ai fini del dimensionamento preliminare del campo geotermico per la determinazione delle potenzialità sfruttabili dal terreno si sono considerati i dati provenienti da impianti analoghi sia per ubicazione territoriale sia per estensione dimensionale. Tali dati sono stati forniti dalle principali aziende operanti nel settore geotermico, le quali hanno implementato progetti simili e sono in grado di fornire dati reali di resa termica del terreno. Gli input prestazionali sono stati poi confrontati con il GRT ("Ground Response Test") citato precedentemente così da poter essere considerati ulteriormente affidabili in fase preliminare. In particolare, si è considerata una resa termica in riscaldamento di 35 W/m e in raffreddamento di 50 W/m lineare di scambiatore.

Dal punto di vista delle sonde geotermiche si è considerata una lunghezza nominale di 200 m, tale lunghezza rappresenta un buon compromesso tra complessità di installazione e potenzialità installata per singola sonda. A questo punto la determinazione del numero di sonde viene determinata in base alla potenza necessaria richiesta dall'utenza da alimentare. In questo caso il fabbisogno termico coperto dal sistema centralizzato attualmente in funzione è talmente elevato da non rappresentare un limite superiore alla potenzialità richiesta. Tuttavia, non è possibile pensare di installare un campo geotermico in un'area con estensione troppo elevata a causa delle possibili perdite legate ai sistemi di distribuzione che raccolgono il liquido termovettore dai singoli collettori di zona. Si ricorda che tali perdite incidono negativamente sulle temperature di ingresso al sistema in pompa di calore e possono aumentare notevolmente la spesa elettrica associata. Tenendo conto di ciò, si sono considerate n. 468 sonde geotermiche verticali con una distanza tra di esse di circa 20 m per evitare qualsiasi interferenza reciproca e con un'estensione di impianto pari a circa 155.000 m<sup>2</sup>. La configurazione impiantistica che ne risulta è illustrata in figura Figura 3-18.

<b>Profondità raggiunta dalle sonde</b>	200	m
<b>Numero sonde</b>	468	-
<b>Potenza termica sfruttabile</b>	5,5	MW
<b>Potenza frigorifera sfruttabile</b>	6,5	MW
<b>Area occupata</b>	155.000	m <sup>2</sup>
	15,5	Ha
<b>Fabbisogno termico coperto al 2037</b>	29%	-

Tabella 3-5 Caratteristiche impianto geotermico



Figura 3-13 Sonda geotermica a doppia U (sinistra) e pompa di calore (destra)

L'accoppiamento tra il circuito chiuso del sistema geotermico e l'utenza avviene mediante n° 4 pompe di calore a compressione alimentate da energia elettrica. Questo, abbinato a una produzione di energia elettrica proveniente dagli impianti fotovoltaici e dall'agrivoltaico previsto, consente una produzione di energia termica e frigorifera interamente rinnovabile e senza emissioni di gas serra. La suddivisione del carico termico avviene in modo equo su tutte le pompe di calore costituenti il parco di generazione; tale scelta viene giustificata dalla possibilità di utilizzare tali sistemi di produzione con un fattore carico medio annuo in grado non solo di massimizzare i rendimenti di generazione ma anche di assicurare il corretto funzionamento continuo durante tutta la stagione termica.

Sarà previsto un sistema di monitoraggio puntuale delle temperature dell'acqua in uscita dalle sonde geotermiche che permette non solo di controllare le performance termiche del sistema ma anche lo stato termico del terreno. Tale aspetto risulta particolarmente critico nel caso di derivazione termica, in cui la capacità termica del terreno viene talmente stressata da alterare le temperature di uscita dell'acqua dalle sonde compromettendo il corretto funzionamento di tutto l'impianto. Per ovviare a questa possibile problematica, oltre al sistema di controllo in continuo, si prevede il collegamento del sistema a pompe di calore reversibili all'impianto di distribuzione dell'acqua refrigerata così da poter utilizzare la fonte geotermica anche in estate in supporto ai

sistemi di raffrescamento esistenti, andando quindi a scaricare il calore nel terreno e facilitare il ripristino delle temperature indisturbate invernali.

### Principali vantaggi della tecnologia

Vi sono numerosi vantaggi che tale tecnologia apporta al sistema impiantistico previsto per la fornitura dei servizi energetici al sedime aeroportuali. Tali vantaggi coinvolgono aspetti energetici, ambientali ed economici riscontrabili non solo in fase iniziale del progetto ma si manifestano durante tutta la vita utile del sistema di generazione presentato. Tra i principali aspetti, di cui si è fatto cenno nei paragrafi precedenti, si può sicuramente sottolineare:

1. Rendimenti di generazione termica e frigorifera superiori alle più tradizionali pompe di calore condensate ad aria. Le prestazioni energetiche di tali sistemi dipendono fortemente dalle condizioni di temperatura a cui si trova la sorgente termica da sfruttare. Nel caso di impianti geotermici il sistema terreno, già ad una profondità superiore a circa 15 m, si trova ad una temperatura indisturbata che si aggira attorno ai 10 °C, praticamente costante tutto l'anno.

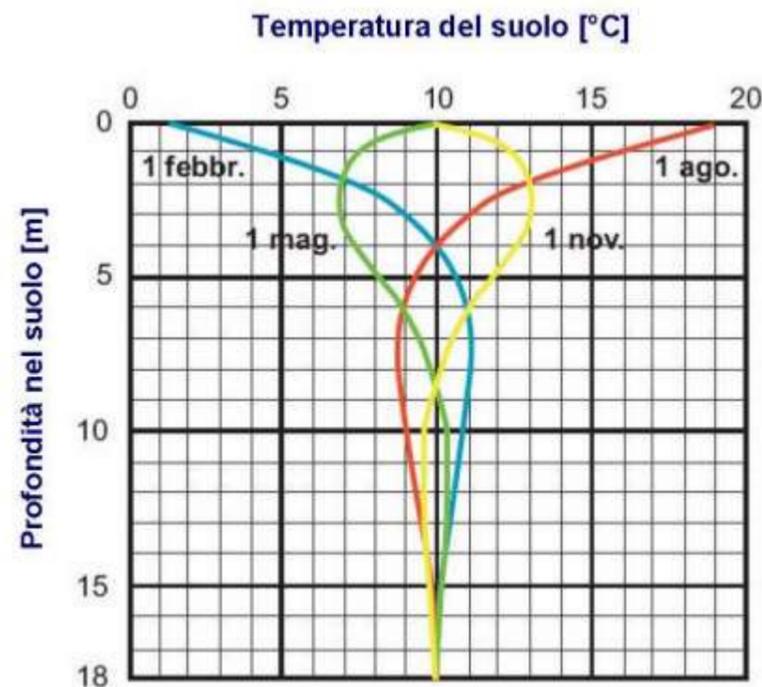


Figura 3-14 Andamento della temperatura del terreno in funzione della profondità

Considerando quindi l'applicazione invernale di riscaldamento si capisce facilmente che rispetto l'aria esterna dei mesi invernali, il sistema a pompa di calore trova una sorgente termica a più alta temperatura, che porta un aumento del rendimento di generazione COP. Analogamente, durante la stagione estiva, per la produzione di acqua refrigerata il sistema terreno si trova ad una temperatura più bassa rispetto l'aria esterna, permettendo alla pompa di calore associata di esprimere una prestazione energetica migliore o EER.

A titolo esemplificativo ma non esaustivo si presenta di seguito una tabella riepilogativa delle efficienze termiche e frigorifere degli impianti a pompa di calore in funzione della sorgente termica abbinata.

SORGENTE	COP	EER
Aria	3 - 4,5	2 - 3,5
Acqua	4 - 5	3 - 4
Terra	3,9 - 4,8	2,6 - 3,5

Figura 3-15 Tabella indicativa delle efficienze per diverse tipologie di pompe di calore

2. Nessun impatto ambientale diretto: l'applicazione di tale impianto non prevede l'emissione diretta in atmosfera di CO<sub>2</sub> o di altri gas climalteranti poiché non richiedono l'uso di combustibili fossili. Inoltre, l'alimentazione attraverso il vettore elettrico abbinato a sistemi di produzione elettrica da fonte rinnovabile, per esempio l'agrivoltaico, permette di ridurre al minimo anche le emissioni indirette di tali gas climalteranti.
3. Nessuna dispersione di inquinanti nel terreno: come già accennato in precedenza, la scelta di utilizzare un impianto a circuito chiuso preclude ogni possibilità di contatto diretto tra il fluido termovettore circolante dentro le sonde ed il terreno. L'eventuale presenza di una falda acquifera, che deve comunque essere comprovata da prove in loco durante le successive fasi progettuali, non rappresenta un aspetto critico per il normale funzionamento dell'impianto stesso. La presenza di eventuali falde potrebbe migliorare lo scambio termico risultante, con conseguente aumento di potenzialità termiche e frigorifere ottenibili dal sistema. Se si considera poi che l'impianto proposto verrà utilizzato durante tutto l'anno, si può prevedere l'immissione nel terreno tramite le sonde di sola acqua senza alcuna aggiunta di sostanza anticongelante, data la bassissima possibilità di fermo impianto in corrispondenza di condizioni climatiche sfavorevoli con rischio di congelamento. L'assenza di sostanze a base glicogena evita ulteriormente qualsiasi possibilità di inquinamento del terreno o di eventuali falde acquifere. Con lo scopo di ovviare a qualsiasi rischio di contaminazione, si è individuato l'installazione di sonde a doppia U costituite da materiale PE-Xa ad alta resistenza meccanica ai graffi ed agli urti. La mandata ed il ritorno della sonda consistono in una tubazione unica, che viene curvata sul piede attraverso un procedimento speciale e che viene annegata in un blocco di resina per una protezione aggiuntiva.



Figura 3-16 Unione mandata e ritorno sonda geotermica a U

Tra le superfici esterne lisce dei tubi delle sonde geotermiche convenzionali ed il materiale di riempimento oggi di comune utilizzo possono formarsi delle fessure che causano una riduzione di tenuta all'acqua del sistema non potendo più garantire la tenuta stagna. La nuova generazione di sonde in PE-Xa è provvista di uno strato esterno funzionale, attraverso il quale in combinazione con il materiale di riempimento può essere raggiunta una tenuta stagna del sistema non possibile con dei sistemi tradizionali. In questo modo il sistema raggiunge con il nuovo tipo di sonda un valore di permeabilità dell'acqua che supera il valore relativo all'argilla e può quindi essere considerato come idraulicamente impermeabile; pertanto, non soggetto a perdite verso il terreno circostante la sonda stessa.



Figura 3-17 Involucro impermeabile sonda geotermica a U e sistema di collettamento

circostante. Questo perché l'acqua od il fluido termovettore viene circolato all'interno di un sistema di tubazioni interrato e di sonde geotermiche. Poiché il processo di trasferimento del calore avviene principalmente all'interno delle tubazioni e del sistema di scambio termico, non ci sono componenti rumorosi tipici di altre tecnologie di riscaldamento, come i più tradizionali sistemi a combustione od i grandi sistemi di scambio con ventilazione forzata tramite grandi ventilatori. Questo riduce notevolmente l'impatto acustico complessivo dell'impianto stesso. Inoltre, i principali elementi di generazione termica come le pompe di calore, si trovano in apposite centraline tecniche adeguatamente progettate per limitare la trasmissione del rumore all'esterno.

Tuttavia, è importante tenere presente che l'installazione e la messa in opera delle tubazioni geotermiche possono causare disturbo temporaneo dovuto a rumori derivanti dai lavori di scavo o di perforazione. Tali disturbi sono temporanei e si verificano solo durante la fase di installazione dell'impianto, inoltre, saranno adeguatamente limitati e contenuti tramite i più moderni sistemi di gestione delle lavorazioni di cantiere quali barriere di contenimento del rumore e attrezzature a bassa rumorosità.

5. Bassi costi di manutenzione: gli impianti geotermici sono noti per la loro lunga durata e richiedono una manutenzione relativamente semplice. La loro vita utile può superare i 30 anni mantenendo in ogni caso gli standard prestazionali richiesti. La manutenzione ordinaria di questa tipologia di tecnologia risulta semplice e limitata, ciò è dovuto al fatto che le parti principali dell'impianto sono generalmente ben protette ed al riparo dagli agenti atmosferici, essendo interrate e non facilmente accessibili a fattori esterni. Pertanto, la manutenzione ordinaria si concentra principalmente sulla verifica e sul mantenimento dell'efficienza dei componenti chiave, come i tubi di scambio termico od i sistemi di controllo. È necessario infine monitorare costantemente i parametri operativi per garantire che l'impianto funzioni in modo efficiente e sicuro.

4. Inquinamento acustico trascurabile: l'impianto geotermico oggetto di analisi non presenta caratteristiche di funzionamento che causano un elevato impatto acustico sul territorio

Si illustra nelle figure seguenti, una configurazione di massima dell'impianto geotermico, collocato a sinistra nel contesto attuale, e a destra nel contesto di progetto al 2037.

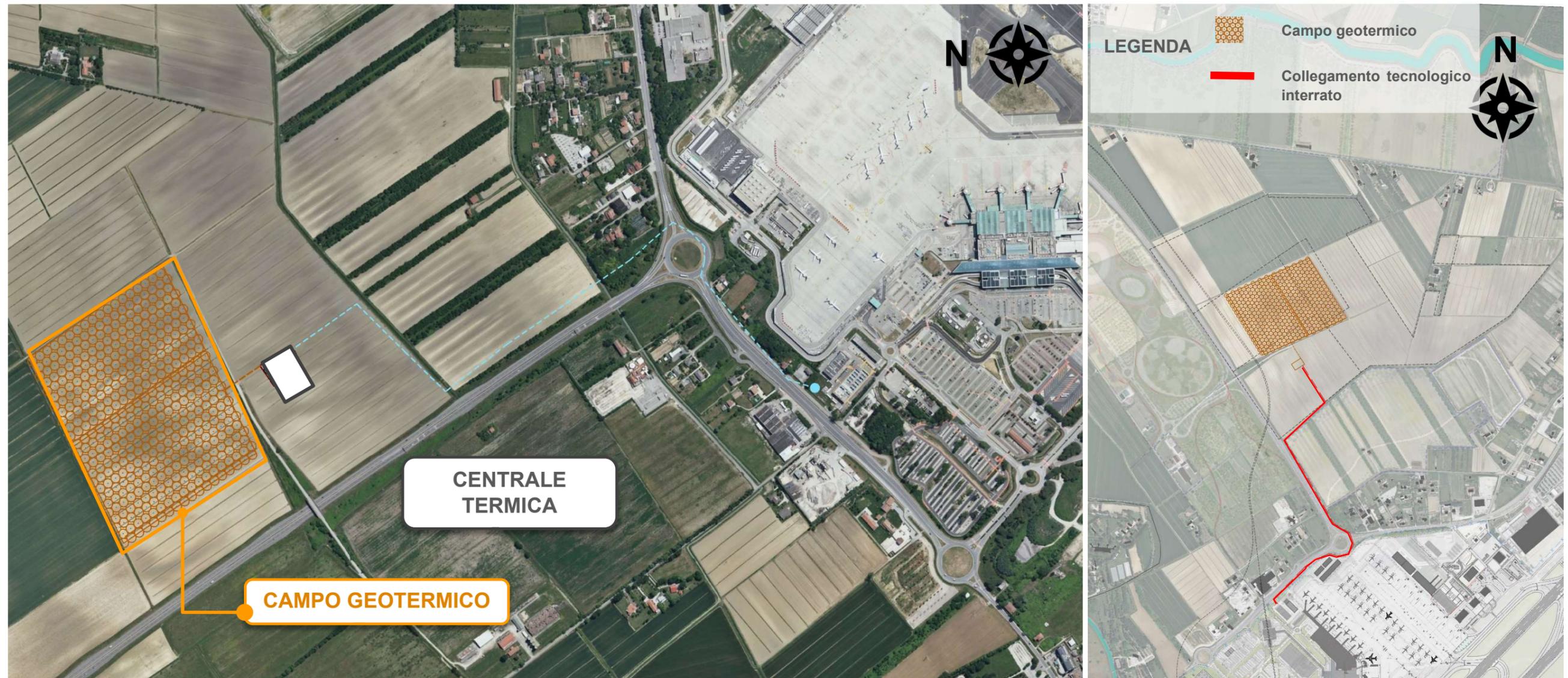


Figura 3-18 Ubicazione sonde geotermiche, centrale di produzione e tunnel tecnologico

### 3.6 Possibilità con le pompe di calore

Le pompe di calore sono macchine concettualmente analoghe al frigorifero di casa. Sono in grado di estrarre calore da una fonte fredda per cederlo ad una sorgente più calda, consumando energia elettrica. Se l'energia elettrica consumata proviene da fonte rinnovabile, il processo avviene senza emissioni.

Le macchine possono essere selezionate del tipo reversibile, ovvero con opzione di inversione del ciclo a seconda del tipo di installazione. Questa possibilità consente di sfruttare la stessa macchina per fornire caldo o freddo, in base alle necessità. A titolo di esempio si possono usare le pompe di calore geotermiche per fornire calore d'inverno e fresco d'estate.

Il processo è tanto più efficiente tanto più le temperature di sorgenti e pozzi sono vicine. Ne consegue quindi che la scelta delle entità termodinamiche da cui estrarre od a cui cedere calore, influenza il rendimento delle macchine a parità di energia fornita necessaria da progetto.

Si riportano di seguito i risultati prestazionali (*Coefficient Of Performance*), calcolati come energia utile erogata nel 2037 diviso l'energia elettrica spesa, per le possibilità di utilizzo che sono state scelte e saranno illustrate a seguire.

	Geotermia	Recupero depuratore	Recupero torri evap.	Total energy
<b>COP [-]</b>	2,7	2,9	3,35	2,76 termico + 1,72 frigo 4,48 totale
<b>Temperatura media sorgente [°C]</b>	7,5	19,3	30	9,5 – 75,0

Tabella 3-6 Risultati prestazionali delle soluzioni tecnologiche in pompa di calore

#### Geotermia

Il primo caso è stato già trattato, le pompe di calore geotermiche asportano calore dal sottosuolo per fornirlo al circuito di riscaldamento dell'aeroporto.

#### Recupero dal depuratore

Un secondo caso prevede di recuperare calore dai reflui del depuratore delle acque di scarico.

A differenza della geotermia, la portata d'acqua del depuratore è una risorsa limitata e quindi anche il calore prelevabile lo è di conseguenza. In particolare la temperatura delle acque variano a seconda della stagione tra 13°C e 25°C mentre la portata aumenta proporzionalmente con il numero di passeggeri, passando da circa 250.000 m<sup>3</sup> (2019) a 468.000 m<sup>3</sup> (previsione per il

2037). Inoltre, la portata segue la stagionalità dei voli e l'andamento quotidiano del traffico di passeggeri come illustrato in figura Figura 3-19.

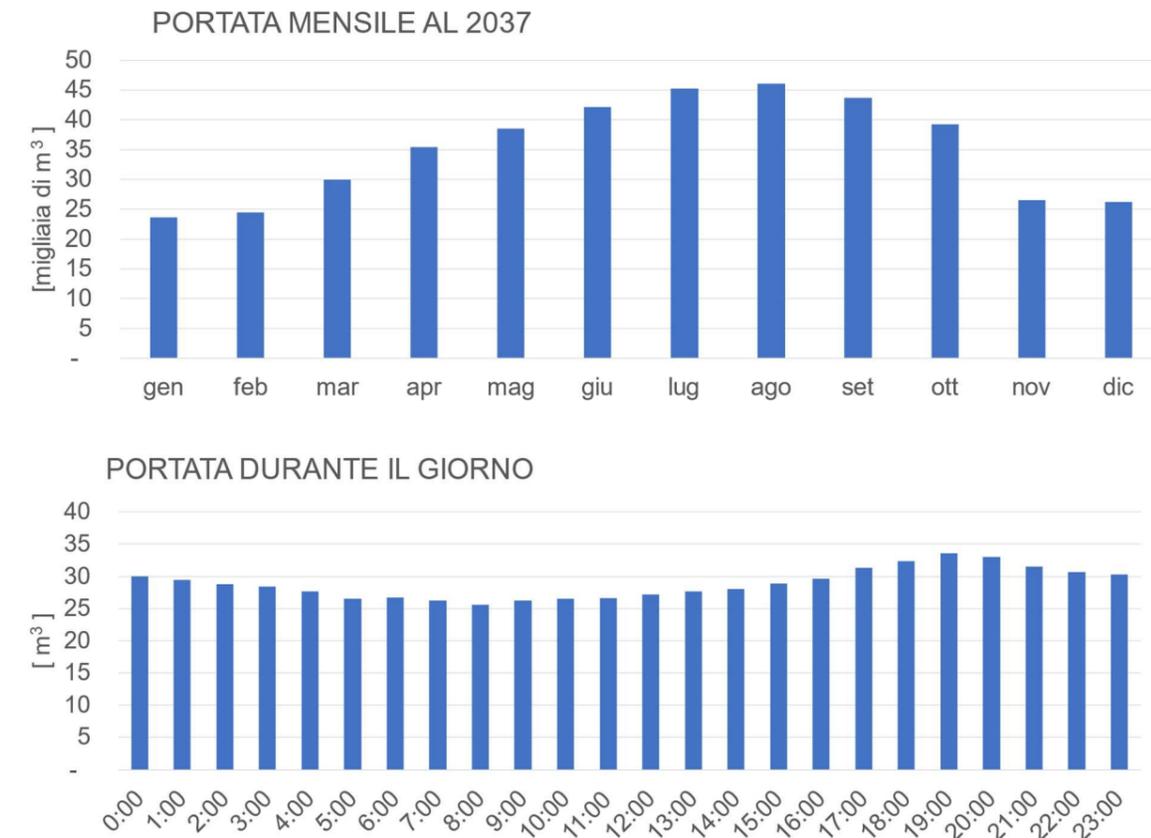


Figura 3-19 Profilo di portata delle acque di scarico dell'aeroporto

### Recupero dalle torri evaporative



Figura 3-20 Torri evaporative dei gruppi frigo sulla copertura della centrale

Le torri evaporative sono dei dispositivi che svolgono un'unica funzione, la stessa che avevano le serpentine visibili dietro i vecchi frigoriferi da cucina: dissipare in ambiente il calore asportato dai gruppi frigo. Sulla copertura della centrale di trigenerazione sono presenti 12 torri evaporative da 6 MW ciascuna che utilizzano per lo scopo delle grandi ventole ed un reintegro di acqua prelevata dall'acquedotto. Recuperare il calore destinato alle torri significa innanzitutto non dissiparlo in ambiente ed in secondo luogo risparmiare parte dell'energia necessaria per il funzionamento delle torri stesse. Analogamente a quanto segue per il sistema total energy, sono le pompe di calore che asportano parte del calore destinato alle torri, spostandolo verso il circuito di riscaldamento con efficienze di processo paragonabili al suddetto sistema.

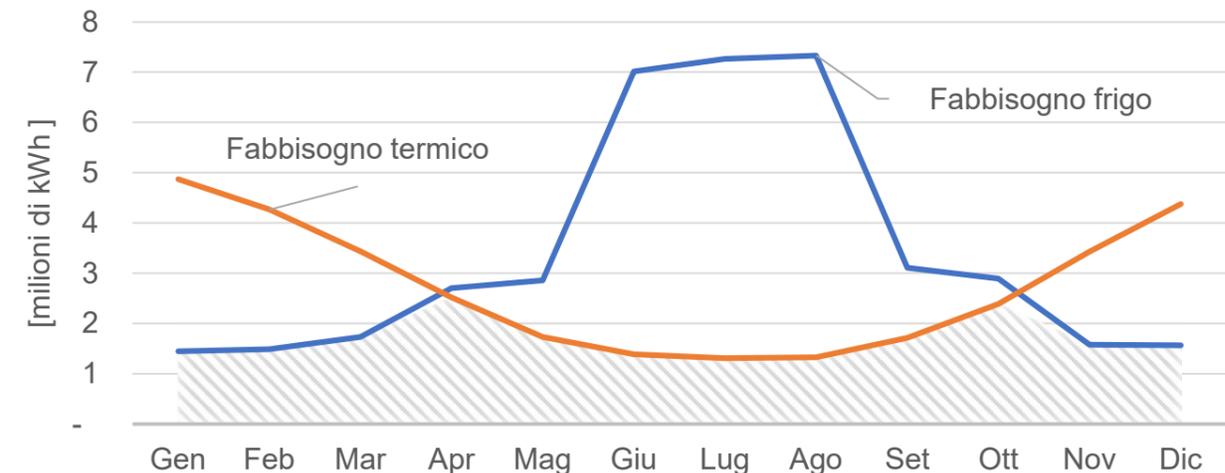
### Total energy (sistema bivalente)

In Figura 3-21 sono rappresentati i fabbisogni termici e frigoriferi; nel primo grafico sono riportate le quantità complessive di un anno nei diversi mesi mentre nel secondo sono riportate le quantità medie (dell'anno 2037) necessarie durante la giornata. Da entrambi si può osservare la contemporaneità di questi carichi contrapposti: da una parte è necessario asportare calore, dall'altra è necessario fornirlo. È possibile allora pensare di utilizzare le caratteristiche delle pompe di calore per riscaldare e raffreddare i due circuiti indipendenti dedicati ai relativi servizi.

La concreta fattibilità di questo intervento è subordinata all'intersezione di questi carichi, istante per istante, durante tutto l'anno. Infatti, come si vedrà, il modello di calcolo energetico ha simulato le grandezze con una risoluzione oraria, restituendo in questo caso un esito positivo. Con la stessa risoluzione è stato simulato anche il funzionamento delle pompe di calore, con l'ipotesi

molto cautelativa di poter sfruttare solo la metà della quantità minima tra le due. Il livello di cautela è giustificato dalla necessità di far funzionare correttamente le pompe di calore e dalla complessità delle logiche di regolazione che potrebbero non garantire il completo sfruttamento di questa risorsa.

FABBISOGNI MENSILI DEL 2037



VALORI MEDI GIORNALIERI DEL 2037

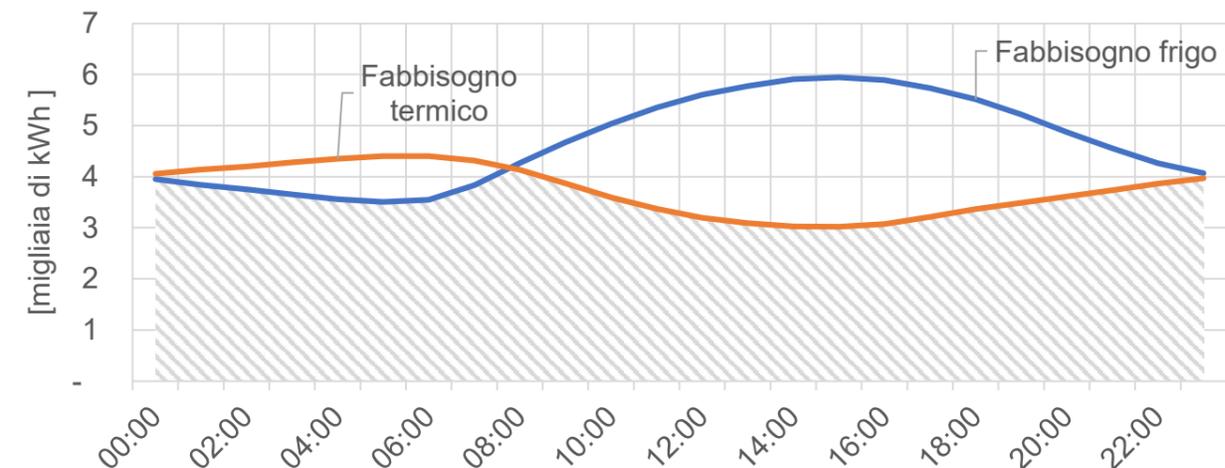


Figura 3-21 Intersezione dei fabbisogni termici e frigoriferi

Il rendimento di questo processo è maggiore rispetto ai consueti valori relativi alle pompe di calore poiché entrambi i flussi termici sono utili (*total energy*). Differentemente, una pompa di calore in assetto tradizionale preleva o cede calore all'ambiente esterno, disperdendolo. Infatti, il COP calcolato in modalità "solo riscaldamento" risulterebbe pari a 2,76 ma se si considerano entrambi i flussi termici come utili, allora il parametro prestazionale, inteso come effetto utile rispetto alla spesa energetica, sale a 4,48.

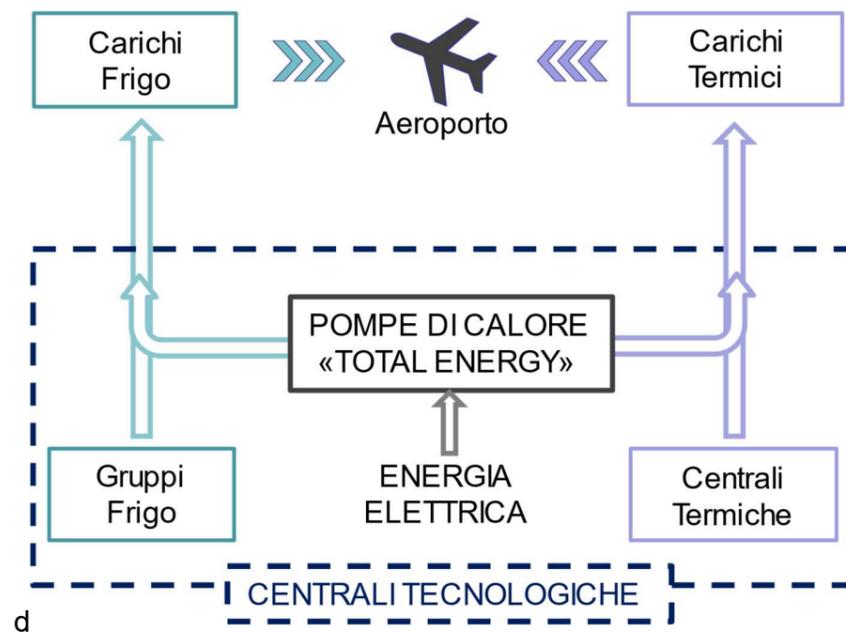


Figura 3-22 Un'illustrazione concettuale del funzionamento total energy

### 3.7 Idrogeno

Recentemente l'idrogeno ha suscitato grande interesse in ambito energetico. Ad oggi viene impiegato per lo più nell'industria chimica grazie alle sue proprietà: elevata capacità di reagire ed alto contenuto energetico. Può così essere utilizzato per produrre energia in diversi modi. Non è disponibile in natura in forma di molecola semplice ma si trova in abbondanza legato all'ossigeno nelle molecole d'acqua. Non si può quindi considerarlo come una fonte di energia da cui poter attingere ma, è possibile produrlo consumando energia elettrica. Una volta prodotto, è possibile conservarlo tramite diversi tipi di processo quali compressione a gas, liquefazione, legami chimici ed altri in via di ricerca e sviluppo. Successivamente è possibile utilizzarlo mediante una combustione in caldaia o cogeneratore oppure per mezzo di celle a combustibile per via chimica. Questo lo rende un vettore energetico versatile ovvero può essere utilizzato per trasportare e/o immagazzinare energia per poi convertirla nel momento e nel modo migliore.

I processi che comprendono l'utilizzo di questo vettore energetico, dalla produzione all'utilizzo, possono essere realizzati in modo completamente sostenibile: può essere sfruttato per produrre energia termica, elettrica od entrambe contemporaneamente senza emissioni di alcun tipo. Queste considerazioni lo rendono un possibile protagonista della Transizione Energetica dove diverse tecnologie, quelle tradizionali e quelle rinnovabili, collaborano compensandosi a vicenda per soddisfare i fabbisogni energetici in modo pulito ed efficiente.

Le applicazioni che possono portare ad una sicura e concreta innovazione tecnologica ad oggi sembrano essere:

- la possibilità di avere un serbatoio stagionale a livello nazionale, ovvero conservare grandi quantità di energia durante l'estate per utilizzarla di inverno;
- avere una combustione ad alta temperatura ad emissioni zero (nei processi industriali cosiddetti hard to abate in cui le emissioni sono difficili da evitare);
- viaggi di lunga percorrenza (soprattutto veicoli cargo) in cui le batterie al litio non garantiscono sufficiente autonomia.

Le maggiori sfide di queste tecnologie sono, al momento, gli elevati costi delle infrastrutture e l'assenza di una rete di distribuzione dedicata. Per tali motivi si tratta della soluzione più complessa ed innovativa tra quelle proposte all'interno del Masterplan: permette di differenziare l'approvvigionamento di energia producendo in loco idrogeno che in un futuro potrà essere distribuito, utilizzato come combustibile per veicoli terrestri ed aerei ed adibito a produzione di energia termica, rendendo il sistema energeticamente e tecnologicamente più indipendente, resiliente e competitivo.

Tutte le valutazioni e le opzioni individuate si basano esclusivamente sull'utilizzo di idrogeno verde, ovvero prodotto con energia elettrica da fonte rinnovabile, la sua filiera pertanto risulterà a zero emissioni.

### PROGETTO PILOTA IN ESAME

#### Produzione

La produzione di idrogeno verde è resa possibile attraverso l'impiego di energia elettrica prodotta all'interno del sedime aeroportuale grazie agli impianti agrivoltaico e fotovoltaico. La tecnologia a cui si è fatto riferimento è il processo di elettrolisi attraverso macchinari dedicati detti elettrolizzatori: sfruttando energia elettrica sono in grado di scindere molecole di acqua liquida in ossigeno ed idrogeno gassoso grazie a speciali membrane elettrolitiche che permettono lo scambio di ioni.



Figura 3-23 Illustrazione del meccanismo di produzione di idrogeno verde

Per dimensionare questo impianto si è scelto un elettrolizzatore di tipo PEM ed è stata adottata una configurazione di tipo modulare tale da:

- coprire opportunamente i fabbisogni di idrogeno durante tutta la durata del Masterplan;
- considerare un adeguato numero di elettrolizzatori per minimizzare i costi di investimento (stimati in circa 2 M€/MW);
- alimentare l'impianto di elettrolizzazione sfruttando il più possibile l'autoconsumo elettrico.

Un'analisi preliminare ha suggerito che la strategia più sostenibile in termini tecnico-economici è quella di produrre idrogeno in modo costante in base allo stato di riempimento del sistema di accumulo ed alla disponibilità di energia elettrica da parte degli impianti fotovoltaici; così facendo le taglie degli impianti di elettrolizzazione (quello più ponderante) e di accumulo rimangono contenute ma, nonostante questo, riescono a rispondere in modo efficiente alle richieste del sistema.

### Stoccaggio

Non essendoci ad oggi una rete di distribuzione di idrogeno, una volta prodotto si rende necessario stoccarlo. Questo pone diversi vincoli allo sfruttamento del vettore energetico considerando il fatto che la sua densità energetica su base volumetrica è molto bassa e pertanto, bisognerà immagazzinarlo ad elevate pressioni spendendo energia per alimentare tutti gli ausiliari necessari. D'altra parte, offre anche alcuni vantaggi molto interessanti:

- completo disaccoppiamento tra produzione e consumo di energia sotto forma di idrogeno, cosa che non tutti i sistemi di accumulo di energia sono in grado di fare, basti pensare alle batterie elettriche;
- aumento dell'elasticità e resilienza del sistema: infatti a partire dall'accumulo si può destinare il vettore energetico a diversi usi.

Come detto prima, anche questo processo è delicato ed ha dei costi specifici elevati; occorre valutare attentamente strategie e modalità di accumulo. Per stoccare grandi volumi di idrogeno le tecniche più vantaggiose comprendono: liquefarlo così da poterlo stoccare a pressioni ridotte (con possibilità di legarlo ad altre specie chimiche più stabili come l'ammoniaca) in quanto la sua densità energetica volumetrica aumenta, oppure farlo adsorbire da speciali matrici inerti solide (tecnologia ancora in fase di sviluppo). Siccome nel caso in esame i quantitativi sono ridotti, come vedremo nel paragrafo successivo, si propone di stoccare idrogeno in forma gassosa a 700 bar tramite speciali pacchi di bombole in acciaio. Economicamente si tratta della soluzione col costo specifico minore (0,9 – 1,5 €/kg<sup>9</sup>) e permette di avere idrogeno già in pressione, che, per il tipo di utilizzo proposto, risulta conveniente.

<sup>9</sup>[https://www.researchgate.net/publication/352286454\\_A\\_Review\\_of\\_Seasonal\\_Hydrogen\\_Storage\\_Multi-Energy\\_Systems\\_Based\\_on\\_Temporal\\_and\\_Spatial\\_Characteristics](https://www.researchgate.net/publication/352286454_A_Review_of_Seasonal_Hydrogen_Storage_Multi-Energy_Systems_Based_on_Temporal_and_Spatial_Characteristics)



Figura 3-24 Sistemi di stoccaggio e stazioni di rifornimento idrogeno

### Utilizzo

La soluzione proposta può essere considerata un progetto pilota. Prevede una modesta produzione di idrogeno attraverso i processi esposti precedentemente, che verrà impiegato in diversi modi:

- alimentazione di una stazione di servizio per veicoli di nuova generazione per promuovere la mobilità sostenibile all'interno del sedime aeroportuale e nelle zone limitrofe;
- a partire dal 2027 e fino alla sua dismissione, la centrale di trigenerazione sarà alimentata da una miscela di gas al 20% di idrogeno, riducendone così le emissioni;
- fornitura di idrogeno ad una caldaia in funzione dal 2029 in grado di sostenere la copertura dei carichi termici di picco garantendo, senza emissioni di CO<sub>2</sub>, affidabilità e resilienza al sistema di produzione di energia termica.

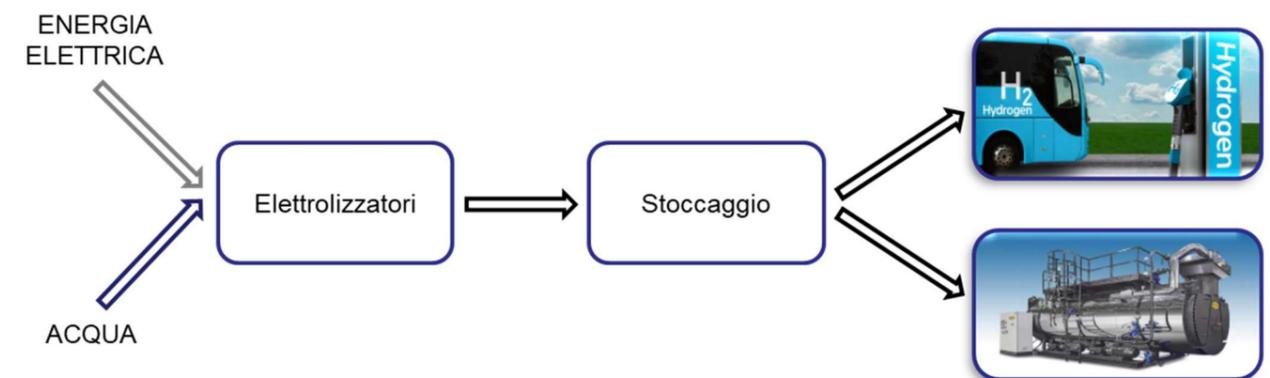


Figura 3-25 Schema concettuale produzione ed utilizzo di idrogeno verde nel caso in esame

Siccome l'utilizzo principale è quello relativo ai mezzi, si può ora comprendere il valore di pressione del sistema di accumulo: per alimentare mezzi ad idrogeno bisogna infatti renderlo disponibile dai 250 ai 700 bar. Per stimare il fabbisogno per la stazione di rifornimento sono state considerate delle tratte di percorrenza riconducibili a quelle delle linee di trasporto pubblico della zona. Su base dei dati resi disponibili si è poi potuto stimare il numero di autobus e taxi, oltre al

<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

fabbisogno necessario per il funzionamento degli ambulift circolanti in airside. Infine, attraverso mezzi di riferimento alimentati a idrogeno<sup>10</sup> si è calcolato il quantitativo necessario.

Per quanto riguarda il dimensionamento della caldaia a idrogeno si è tenuto conto di utilizzarla per colmare le lacune del sistema di produzione di potenza termica, calcolabili in base alla priorità e al profilo di produzione oraria delle altre tecnologie adibite allo stesso scopo.

La scelta di utilizzare idrogeno in questo modo è un compromesso tra costi e rendimenti attuali. Come si vedrà nel paragrafo seguente, la somma dei processi di produzione, stoccaggio e utilizzo porta ad una significativa perdita di efficienza dell'energia in ingresso. La soluzione proposta tuttavia permette comunque di sfruttare tutte le potenzialità di questa tecnologia, in attesa di evoluzioni future quando la filiera sarà più matura.

DATI IMPIANTO PRODUZIONE IDROGENO AL 2037		
<b>Dati di produzione</b>		
Capacità storage	kg	2400
Produzione di idrogeno	ton/anno	102,8
Consumo di acqua	ton/anno	1.098
Produzione massima giornaliera nominale	kg/gg	2.832
Produzione massima giornaliera prevista	kg/gg	1.117
<b>Dati produzione energia termica</b>		
Potenza caldaia a idrogeno	MW	3,1
Fabbisogno termico coperto	-	1%
<b>Dati mobilità sostenibile a idrogeno</b>		
Autonomia giornaliera per veicolo	km	320
Numero veicoli serviti al giorno	-	30
CO <sub>2</sub> evitata in un anno	ton	46

Tabella 3-7 Dati e caratteristiche produzione ed utilizzo idrogeno (2037)

### 3.8 Trasformazione della centrale di trigenerazione

Come già esposto nel capitolo di descrizione del contesto impiantistico attuale, la centrale di trigenerazione soddisfa la maggior parte dei fabbisogni in tutte le sue forme. La fonte primaria per il suo funzionamento è il gas naturale, approvvigionato mediante rete nazionale, una fonte fossile con conseguenti e inevitabili emissioni di gas serra.

Data l'importanza strategica della centrale si rendono necessarie alcune considerazioni, al fine di valutare ogni opzione possibile per il suo recupero, nel rispetto dell'obiettivo di azzerare le emissioni. Si prospettano, quindi le seguenti possibilità:

1. Conversione a idrogeno
  - a. Da rete nazionale di adduzione di idrogeno dedicata
  - b. Autoprodotto
2. Conversione a biogas
3. Conversione parziale
4. Dismissione dei motori e recupero del sistema di distribuzione

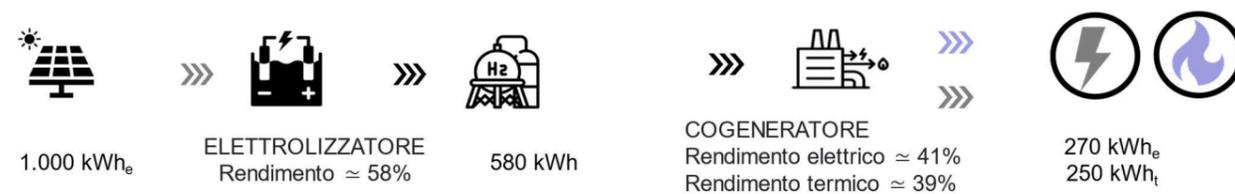
Nei casi (1) e (2) si potrebbe pensare di adattare o sostituire i soli motori affinché accettino come combustibile in ingresso il biogas o l'idrogeno. Questi potrebbero essere motori a combustione od a celle a combustibile, in assetto cogenerativo.

Ad ogni modo, per i casi (1.a) e (2), non esiste attualmente una rete nazionale di adduzione che, entro il 2030, sia in grado di garantire l'ingente quantitativo di cui si avrebbe bisogno, con puntualità, affidabilità, economicità e trasporto ad emissioni nulle. Un'eventuale rete di questo tipo sarebbe inizialmente appannaggio dei cosiddetti settori *hard to abate*, ovvero con processi industriali che necessitano di una combustione ad alta temperatura e quindi difficilmente elettrificabili.

Anche l'eventuale trasporto in loco mediante autobotte dovrebbe garantire un approvvigionamento continuo, affidabile, ad emissioni nulle e richiederebbe l'installazione di uno storage di combustibile dedicato.

Si potrebbe allora pensare di produrre l'idrogeno necessario direttamente in loco (1.b) ma per una completa decarbonizzazione l'idrogeno dovrebbe essere verde. Sarebbe quindi necessaria la realizzazione di un imponente impianto, in prossimità dell'aeroporto, costituito principalmente da moduli fotovoltaici, elettrolizzatori e serbatoi. Tuttavia, nell'illustrazione a seguire si nota che le efficienze dei sistemi portano ad un'importante perdita dell'energia finale disponibile.

<sup>10</sup> Toyota Caetano 2020, i dati sulla mobilità in tabella sono stati ottenuti con questo riferimento



**Figura 3-26 Schema del processo di conversione dell'energia nel caso di alimentazione della centrale di trigenerazione ad idrogeno**

Provando a quantificare il tema con dei numeri, i cogeneratori a regime nel 2019 hanno prodotto circa 33 GWh di energia elettrica e 28 GWh di energia termica utilizzata per riscaldare e raffrescare, assorbendo 78 GWh di Gas Naturale. Volendo quindi sostituire il vettore in ingresso con l'equivalente contenuto energetico di idrogeno, si dovrebbero immettere e quindi produrre 2.350 tonnellate di H<sub>2</sub>, ovvero bisognerebbe avere una disponibilità di 134 GWh di energia elettrica da fonte rinnovabile (al 2037 si è calcolata una produzione da impianti FV totale al netto di perdite di 111 GWh). Gli impianti di elettrolisi dovrebbero inoltre cercare di recuperare tutta l'energia possibile dalla produzione fotovoltaica e quindi dovrebbero inseguire i picchi. Si è calcolato che volendo convertire l'intera produzione fotovoltaica in idrogeno (senza quindi utilizzarla per gli altri servizi) si possono ottenere 1.950 tonnellate di idrogeno con un impianto da 60 MW (investimento totale di circa 121 M€).

Si è preferito quindi di non intraprendere questa strada né di valutare compromessi con taglie o funzionamenti differenti per ragioni di convenienza energetica ed economica ma si è valutata piuttosto la possibilità (3). Ad oggi i motori in centrale, con alcune modifiche, possono accettare un'alimentazione con miscela costituita dall'80% da gas naturale e dal 20% da idrogeno, un'opzione che potrebbe essere sfruttata in via transitoria per arrivare poi ad un utilizzo più conveniente dell'idrogeno nell'ottica della decarbonizzazione.

(4) In quest'ultimo caso, dopo il 2030, con 13 anni di pieno servizio alle spalle, i motori smetterebbero di funzionare e potrebbero essere utilizzati per alcuni anni come sistemi di backup, salvo i dovuti controlli e revisioni. Il resto della centrale funzionerebbe come di consueto, per la distribuzione di acqua tecnica stavolta prodotta da generatori ancor più efficienti ed a emissioni nulle.

### 3.9 Tecnologie accantonate

In questo paragrafo saranno illustrate le tecnologie che sono state analizzate e successivamente accantonate, allegando una sintetica spiegazione delle considerazioni che hanno portato a tale scelta.

#### Solare termico



**Figura 3-27 Un impianto solare termico da 11 MW in Germania**

La produzione di energia termica a partire da energia solare è un'importante risorsa nell'approvvigionamento termico del settore residenziale e terziario, soprattutto per uso sanitario. È noto a tutti che la sorgente, ovvero il sole, presenta un caratteristico profilo di disponibilità giornaliero e stagionale, non è disponibile di notte, è meno disponibile d'inverno ed a tratti, in maniera aleatoria, può venire a mancare ad esempio per mal tempo.

Questa peculiarità della fonte non ne consente l'accoppiamento con il profilo di consumo, quindi, si rende necessario dotare il sistema di grandi volumi di accumulo di energia termica. Il processo così descritto, considerando le dispersioni di calore, sia da parte della rete di distribuzione che degli accumuli, ha mostrato rendimenti inferiori rispetto alle altre tecnologie.

Inoltre, l'utilizzo di questa tecnologia non sarebbe comunque sufficiente a soddisfare rilevanti quantità di fabbisogno e dovrebbe essere comunque integrata da un ulteriore sistema in grado di colmare la mancata produzione di energia termica. Questa serie di considerazioni ha portato ad accantonare questa tecnica.

## Geotermia alta entalpia

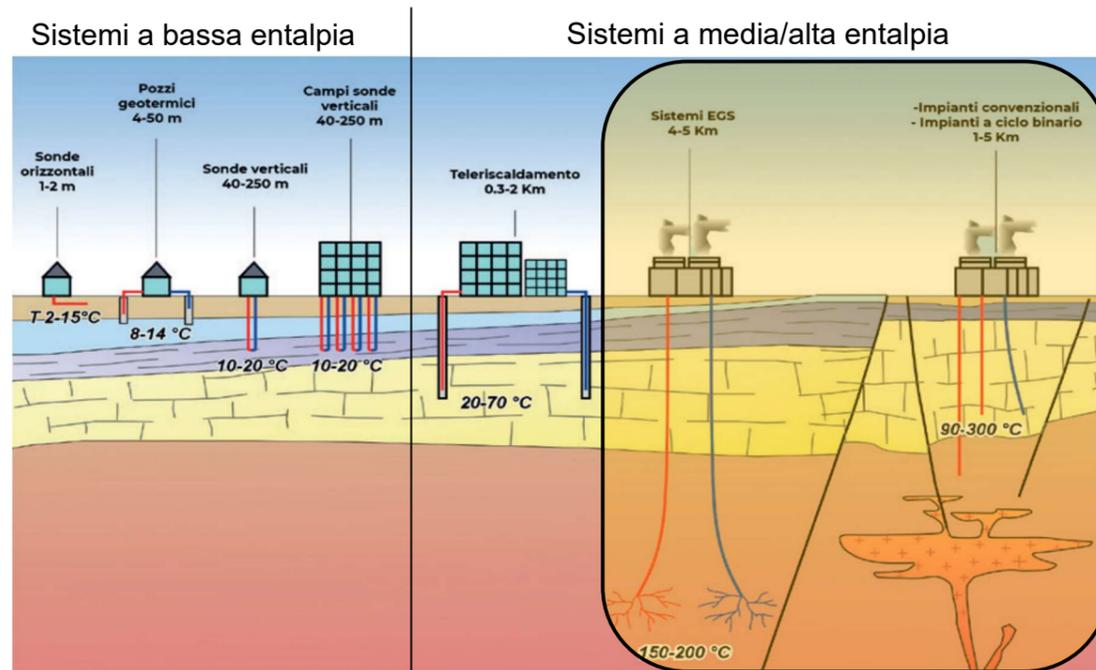


Figura 3-28 Rappresentazioni sfruttamento di risorsa geotermica con sistemi ad alta entalpia

Come analizzato nel capitolo relativo alla geotermia, non è stato individuato un assetto tale da avere un rapporto costi-benefici che giustifichi un intervento di geotermia ad alta entalpia. In primo luogo, i dati di mappatura della temperatura media ad alte profondità sul suolo italiano, non sembrano fornire indizi sulla presenza di una falda geotermale. In secondo luogo, le caratteristiche di subsidenza del suolo nella regione di interesse precludono la possibilità di estrazione di fluido dal sottosuolo.

Le linee guida<sup>11</sup> del MITE su “l'utilizzazione della risorsa geotermica a media e alta entalpia” suggeriscono che l'utilizzo in Italia della geotermia alta entalpia sia particolarmente conveniente in assetto di produzione di potenza elettrica con eventuale sfruttamento del calore residuo per teleriscaldamento di un grande bacino (quali città o quartieri...), ovvero in assetto cogenerativo.

In conclusione, questa tecnologia è stata accantonata per le numerose riserve. Potrebbe essere riconsiderata a patto che studi geologici siano in grado di appurare la presenza di una risorsa ad alta entalpia e confermino la possibilità di estrarre fluido dal sottosuolo senza aggravarne la natura subsidente. Un impianto di questo tipo potrebbe risultare conveniente solo se di taglia elevata e quindi dovrebbe configurarsi come centrale di produzione di potenza elettrica, in

assetto cogenerativo e che teleriscaldi, oltre l'aeroporto, anche un altro bacino d'utenza quale potrebbe essere il vicino comune di Tessera o le infrastrutture previste dal Bosco dello Sport.

Una soluzione di questa portata non può essere demandata alla sola gestione aeroportuale ma dovrebbe vedere lo sforzo congiunto di un collegio di amministrazioni locali.

## Fiume Dese e Laguna



Figura 3-29 Due possibili fonti di energia rinnovabile adiacenti al sedime: il fiume Dese e la Laguna

È possibile pensare di sottrarre calore da un corso d'acqua od un bacino idrico per trasferirlo ad una struttura sfruttando delle pompe di calore. Analogamente nel caso estivo è possibile invertire il verso del flusso energetico e dissipare il calore in eccesso sottraendolo agli edifici e cedendolo alle medesime sorgenti.

Una risorsa di questo tipo, per essere sfruttabile, deve possedere grandi quantità di acqua in termini di portata o volume e non deve essere sottoposta a vincolo ambientale.

Nel caso del fiume Dese sono stati rilevati alcuni dati di massima dal sito di ARPA Veneto<sup>12</sup> che riporta una portata massima di 3,8 m<sup>3</sup>/s e minima di 0,5 m<sup>3</sup>/s. Si è considerato che:

<sup>11</sup> <https://unmig.mite.gov.it/risorse-geotermiche/linee-guida-per-lutilizzazione-della-risorsa-geotermica-a-media-e-alta-entalpia/>

<sup>12</sup> [https://www.arpa.veneto.it/arpav/chi-e-arpav/file-e-allegati/dap-venezia/acqua/ACQUE\\_SUP\\_2014\\_VE.pdf](https://www.arpa.veneto.it/arpav/chi-e-arpav/file-e-allegati/dap-venezia/acqua/ACQUE_SUP_2014_VE.pdf)

1. l'acqua dovrebbe essere derivata fino alla centrale tecnologica con condotte sotterranee per circa 2/3 km, opere di presa e restituzione;
2. la disponibilità di portata è variabile nel corso dell'anno;
3. esistono dei limiti imposti sul salto termico tra acqua prelevata e reimpressa e quindi sulla potenza scambiabile, a pari portata;
4. durante l'inverno, la temperatura dell'acqua è inferiore e servirebbe più energia per prelevare calore.

Per questi motivi è stato scelto di accantonare questa possibilità e per motivi analoghi è stata scartata anche la Laguna di Venezia, che in più presenta il vincolo ambientale UNESCO, come si è visto in Figura 3-4.

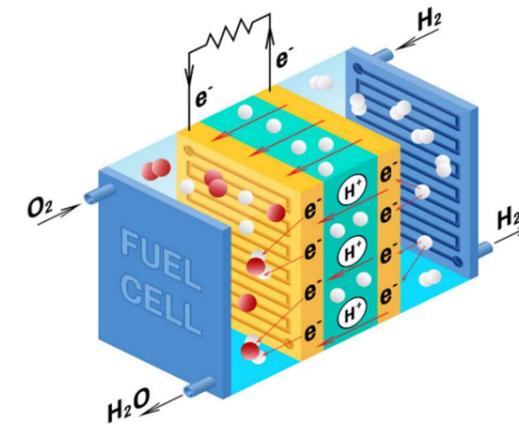


Figura 3-31 Rappresentazione schema operativo di una cella a combustibile

### Eolico e fotovoltaico offshore



Figura 3-30 Esempi di sistemi ad energia eolica, applicazioni onshore ed offshore; fotovoltaico off-shore

L'installazione di turbine eoliche in prossimità dell'aeroporto è innanzitutto negata da vincoli legati all'attività di navigazione, sia on che off-shore. A questo si aggiunge l'impatto visivo, che nel contesto della Laguna e dei suoi vincoli paesaggistici ne pregiudica definitivamente la fattibilità. Questo secondo punto è stato ritenuto valido anche per il fotovoltaico cosiddetto off-shore, ovvero, al largo, che in questo caso sarebbe collocato proprio in mezzo alla laguna.

### Cella a combustibile

Le celle a combustibile (fuel cell) sono sistemi elettrochimici che utilizzano idrogeno in forma gassosa per produrre direttamente energia elettrica od in alternativa sia energia elettrica che termica in assetto cogenerativo; si tratta di batterie elettriche dove però il combustibile non è insito nella batteria stessa ma alimentato dall'esterno. Sono un ottimo esempio di come l'idrogeno precedentemente prodotto e stoccato sia poi utilizzato come vettore energetico.

Il loro funzionamento è basato sulla reazione di ossidazione dell'idrogeno che ha come prodotto energia elettrica (anche termica se recuperata) e acqua sotto forma di vapore o liquido.

Nel caso in esame si sono valutate due possibili applicazioni:

- installazione di fuel cell in assetto cogenerativo: questo tipo di celle a combustibili hanno una taglia dell'ordine delle migliaia di kW<sub>e</sub> producibili a partire da idrogeno. Lavorano a temperature superiori ai 500°C pertanto possono essere utilizzate in assetto cogenerativo. Il regime di funzionamento ad elevata temperatura si traduce in importanti inerzie sia in fase di avviamento che di inseguimento di un eventuale domanda variabile;
- installazione di fuel cell adibite alla sola produzione di energia elettrica: queste celle lavorano a temperature inferiori ai 100°C ed hanno taglie che non superano le centinaia di kW<sub>e</sub>. Sono sistemi flessibili e dall'alta efficienza rispetto allo sfruttamento di idrogeno in ingresso.

La prima opzione viene accantonata per gli stessi motivi visti nel paragrafo dedicato alla trasformazione della centrale di trigenerazione. Nonostante un rendimento ipotetico compreso tra il 70% e l'80% (rispetto all'input energetico), si renderebbe necessario un ingente fabbisogno di idrogeno con tutto quello che comporterebbe garantirne l'approvvigionamento sia in termini di infrastruttura che di investimenti. Inoltre, bisognerebbe considerare un costo aggiuntivo relativo ai nuovi sistemi di produzione.

Con la seconda opzione si produce solo vettore elettrico con un rendimento complessivo di processo non superiore al 35%. Questo perché è necessaria la conversione dell'energia elettrica da fotovoltaico a idrogeno, mediante elettrolisi, che deve essere successivamente riconvertita in energia elettrica per mezzo delle fuel cell (Figura 3-32).

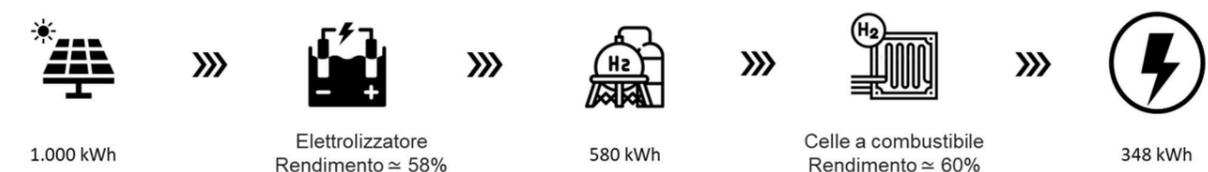


Figura 3-32 Processo complessivo della conversione idrogeno da fonte rinnovabile ad energia elettrica

## 4 MODELLO DI SIMULAZIONE ENERGETICA

### 4.1 Il modello

Abbiamo visto nei capitoli precedenti come è stato costruito il **fabbisogno di baseline**, coniugato nei tre vettori energetici di riferimento e proiettato nelle condizioni future previste.

Sono stati poi analizzati tutti i vantaggi, gli svantaggi, le opportunità ed i vincoli dati dalle **tecnologie** disponibili per la produzione di quei vettori.

I **vincoli tecnici** includono, ad esempio, la limitata disponibilità di spazi per impianti agrivoltaici e fotovoltaici, l'estensione degli impianti geotermici e le specifiche applicazioni (carichi e temperature) per impianti basati su pompe di calore. Inoltre, tutte le considerazioni sono state calate nel contesto del **piano di sviluppo** aeroportuale complessivo.

Il passo successivo è stato costruire un **modello energetico di calcolo** grazie al quale simulare:

1. il comportamento delle tecnologie ritenute più valide
2. l'interazione dell'utenza aeroporto con queste tecnologie

Il motore di calcolo costruito è in grado di simulare in parallelo ogni richiesta energetica dell'aeroporto, il comportamento delle tecnologie selezionate ed i corrispondenti consumi di fonti primarie, e le emissioni derivanti. L'intera analisi avviene con **risoluzione oraria** per tutto l'arco dell'anno, restituendo valori per ogni anno di interesse fino al 2037.

In questo modo è stato possibile mettere alla prova e determinare le **prestazioni** delle diverse tecnologie ipotizzate, calate **nel contesto** di domanda dell'aeroporto, durante tutte le stagioni dell'anno e nelle **condizioni future** previste dal masterplan.

Ogni tecnologia è stata studiata innanzitutto mediante **parametri di efficienza specifici** (rendimento, COP, ingombri, costi, autoconsumo, ecc.) e sottoposta ai vincoli precedentemente illustrati. Le diverse dotazioni impiantistiche sono state calate quindi nel contesto di domanda energetica dell'aeroporto grazie al modello di calcolo. In base alle prestazioni rilevate, sono state scelte le priorità di attivazione per quelle tecnologie che soddisfano uno stesso fabbisogno. Se ad esempio, le pompe di calore bivalenti hanno abbastanza domanda termica e frigorifera, si attivano prima che subentrino le pompe di calore geotermiche, poiché sono più efficienti.

Infine, il modello di calcolo è dotato di un **cruscotto** riepilogativo che consente di controllare che i fabbisogni siano effettivamente coperti, mediante la verifica dei bilanci energetici, validando la soluzione proposta. Si riporta in figura 4-1 un estratto del cruscotto che riporta il layout di funzionamento del sistema energetico nella sua complessità, con l'area viola che comprende le tecnologie, e le frecce che indicano i flussi energetici nelle diverse forme.

L'**obiettivo principale** che ha guidato, tra le altre cose, anche la realizzazione del modello, è quello di abbattere le **emissioni** di CO<sub>2</sub> relative agli Scopi 1 e 2 entro l'anno 2029 in maniera tale da avere l'intero 2030 come anno completamente decarbonizzato.

Sono, quindi, stati definiti due scenari:

0. "**Scenario 0**" in cui la configurazione impiantistica rimane quella attuale
1. "**Scenario 1**" in cui le nuove dotazioni impiantistiche sono installate di anno in anno

La configurazione che ha portato allo scenario 1 più vantaggioso, in termini di decarbonizzazione, rispetto allo scenario 0, è stata scelta e, quindi, illustrata nel paragrafo *5.1 Configurazione impiantistica finale*. A questo si aggiungono un'opera di **efficientamento** e di **ammodernamento** che prevede non solo di **soddisfare un'utenza ampliata**, ma anche di fornire **nuovi servizi** ai passeggeri ed all'area circostante il sedime.

Con la soluzione individuata sono state soddisfatte tutte le necessità grazie ad un approvvigionamento di fonte primaria **esclusivamente elettrica**, in parte prodotta in loco ed in parte prelevata da rete. L'eventuale energia in eccesso, in caso di capacità del sistema di accumulo satura, è ceduta in rete.

Per poter decretare anche la fattibilità economica si considerano come **parametri economici** i costi iniziali (capex) degli impianti, specifici rispetto alla taglia ed i costi operativi. A partire da una stima di questi parametri e di una loro proiezione nel futuro, è stato possibile calcolare il **valore attualizzato netto** dell'intervento (scenario 1) rispetto allo scenario 0 di riferimento e cercare la configurazione che massimizzi il VAN. Ad esempio, come visto nel paragrafo dedicato, il sistema ad accumulo di energia elettrica, calato nel contesto di domanda e produzione dell'aeroporto, presenta una taglia limite, oltre la quale si ottiene un rapporto "effetto utile/spesa" in forte decrescita.

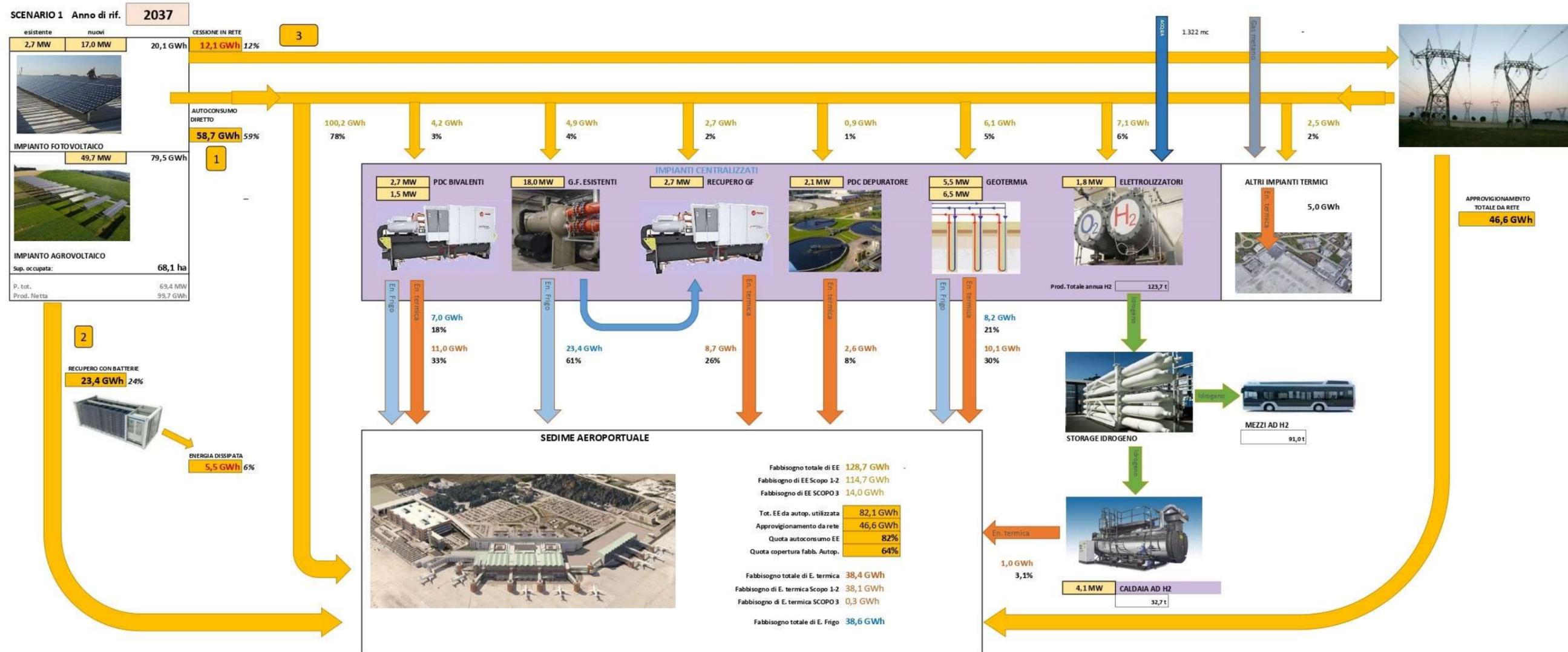


Figura 4-1 Estratto del cruscotto di controllo del modello energetico

## 4.2 Ripartizione del soddisfacimento dei fabbisogni energetici globali

Dal modello di calcolo è possibile estrapolare i **contributi** di energia prodotta da ciascun sistema, in base alla sua potenzialità e priorità assegnata. Da questi contributi si ricavano, mediante opportuni fattori, i consumi di fonte primaria e le emissioni atmosferiche conseguenti.

Per prima cosa, è illustrata una panoramica su come i fabbisogni energetici siano soddisfatti con riferimento al 2037.

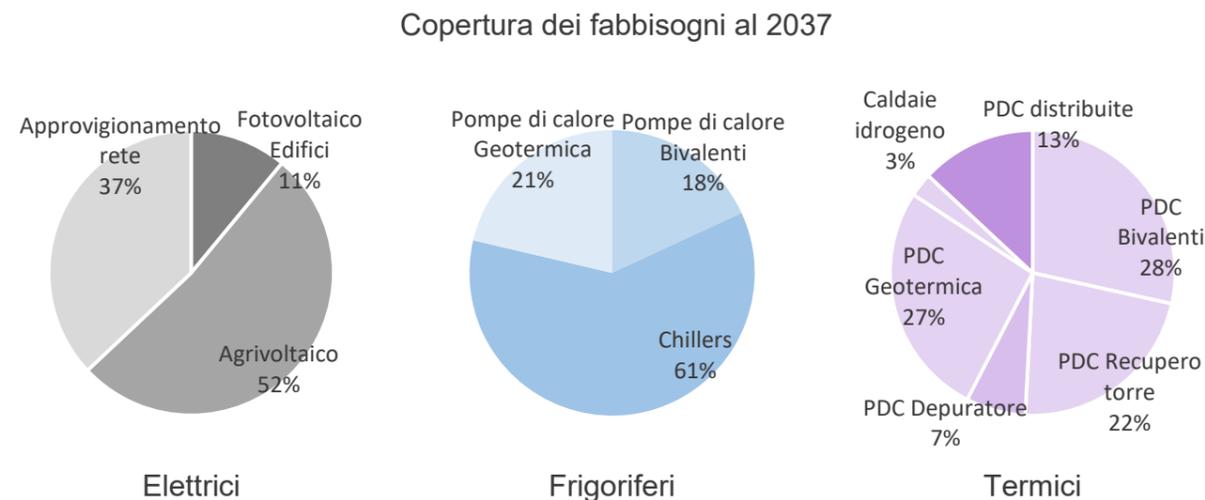


Figura 4-2 Copertura dei fabbisogni nel 2037

Entro il 2030 il Masterplan raggiunge l'obiettivo di azzeramento delle emissioni, da qui al 2037 variano soltanto le taglie degli impianti installati (ad esclusione della Pompa di calore con recupero dai reflui del depuratore che entra in esercizio nel 2037) e la quota rinnovabile prodotta in loco. Pertanto, è interessante metterli a confronto per avere un'idea di cosa la transizione energetica del sistema comporti; al 2030 infatti sono già avvenuti i cambiamenti più importanti che raggiungono piena maturità nell'ultimo anno dello scenario proposto:

- completo abbandono di produzione di energia per mezzo di combustibili fossili;
- impiego di pompe di calore per garantire efficienza energetica;
- approvvigionamento da fonti rinnovabili così da offrire differenziazione delle fonti energetiche e resilienza grazie all'autoconsumo.

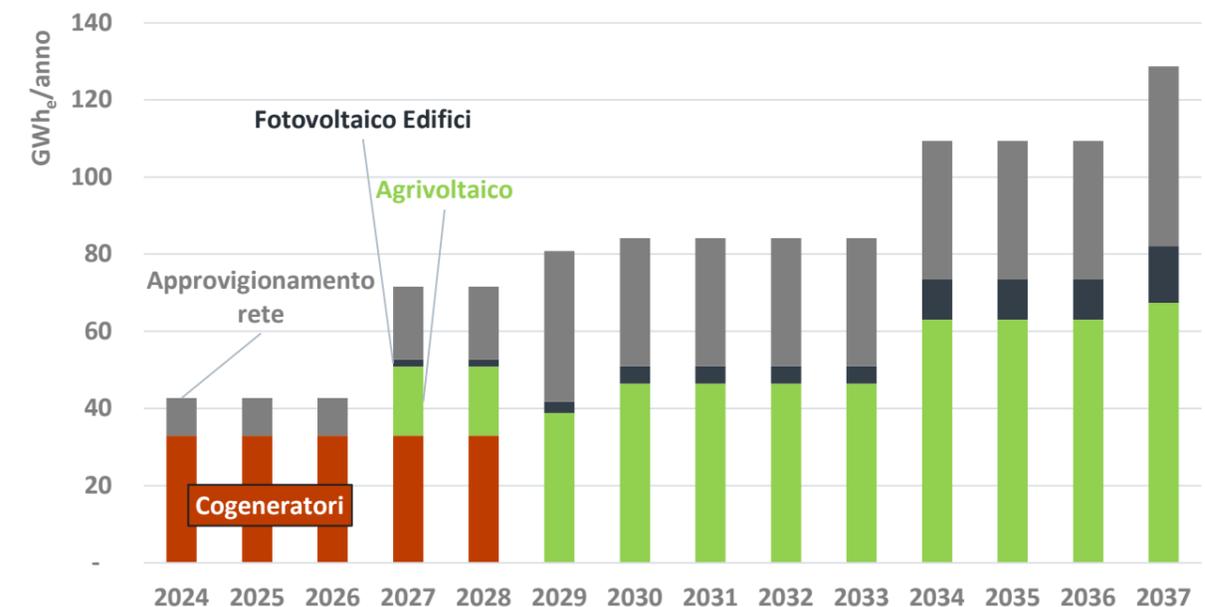
I grafici successivi riportano i valori di energia elettrica prodotta da parte delle singole tecnologie ed effettivamente destinata a coprire i fabbisogni dell'aeroporto. Quindi, questi valori sono già al netto della cessione in rete e del recupero di energia tramite sistema di accumulo. Per cui, ad esempio, il valore dell'impianto agrivoltaico indicato non corrisponde con i valori di produzione riferiti al singolo impianto riportati nel paragrafo dedicato 3.2.

## 4.3 Fabbisogni elettrici

I fabbisogni elettrici **attualmente** sono soddisfatti per la maggior parte in regime di autoproduzione grazie alla centrale di trigenerazione che copre circa il 75% del totale, ed una piccola produzione fotovoltaica. L'approvvigionamento dalla rete nel 2019 ammontava a circa 10 GWh<sub>e</sub>.

Si farà fronte ai fabbisogni in forte crescita per mezzo degli impianti fotovoltaici e del prelievo dalla rete nazionale. Si nota dalla Figura 4-3 come la graduale installazione di fotovoltaico ed agrivoltaico porti ad un incremento della quota di autoconsumo di energia elettrica riducendo quindi quella prelevata dalla rete, nonostante la crescente richiesta. Questo è reso possibile anche grazie al sistema di accumulo a batterie. Questa configurazione offre tutti i vantaggi e le possibilità delle cosiddette *smart grid*:

- interconnessione con la rete elettrica nazionale: immissione di energia rinnovabile in eccesso da produzione fotovoltaica e prelievo nel momento di necessità;
- alto grado di autoconsumo elettrico, circa l'82,4% (riferimento al 2037) dell'energia elettrica necessaria in un anno viene prodotta, distribuita e consumata all'interno del perimetro energetico di dell'aeroporto.



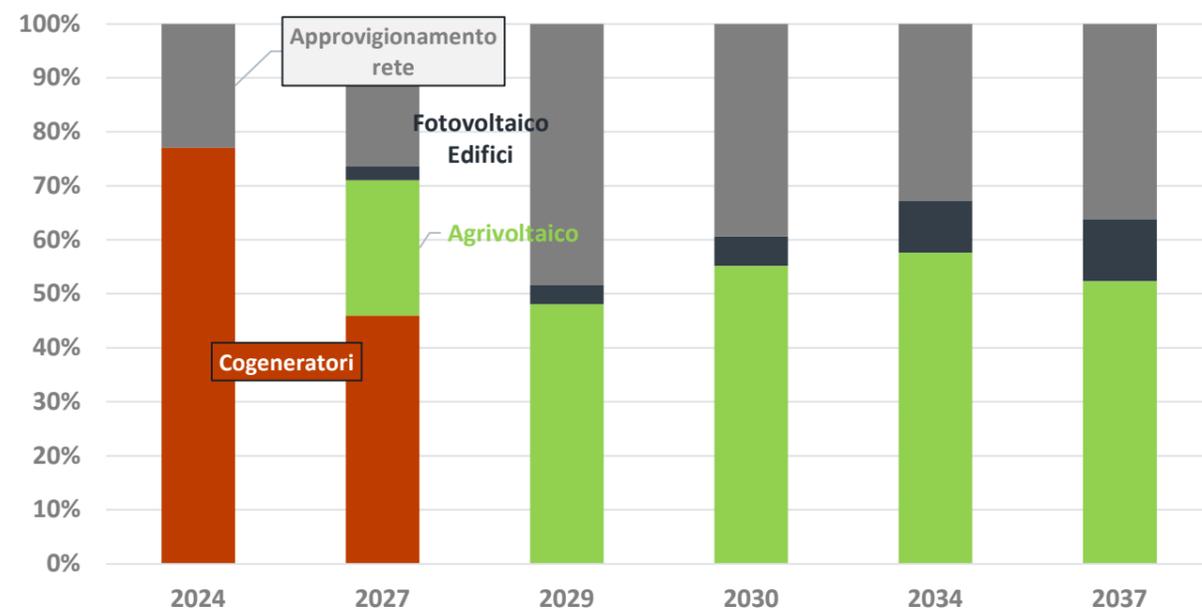


Figura 4-3 Copertura in termini assoluti e percentuali dei fabbisogni elettrici per tecnologia impiegata

#### 4.4 Fabbisogni frigoriferi

Attualmente la copertura dei fabbisogni è principalmente affidata a gruppi frigo, con un'importante integrazione da parte degli assorbitori a recupero termico della centrale di trigenerazione. I fabbisogni frigoriferi stimati al 2037 sono circa il doppio rispetto allo scenario di partenza.

In questo caso, è stato deciso di lasciare la maggior parte del fabbisogno a copertura da parte dei gruppi frigo già presenti e dotati di alti rendimenti, sostituendo la sola parte ad integrazione con l'ausilio del sistema *Total Energy* più efficiente e quindi attivato con priorità più alta.

Inoltre un importante contributo è dato dalle pompe di calore geotermiche che saranno reversibili. Il funzionamento estivo delle pompe di calore che utilizzano il suolo come pozzo energetico, sarà indispensabile per evitare la cosiddetta deriva termica del terreno.

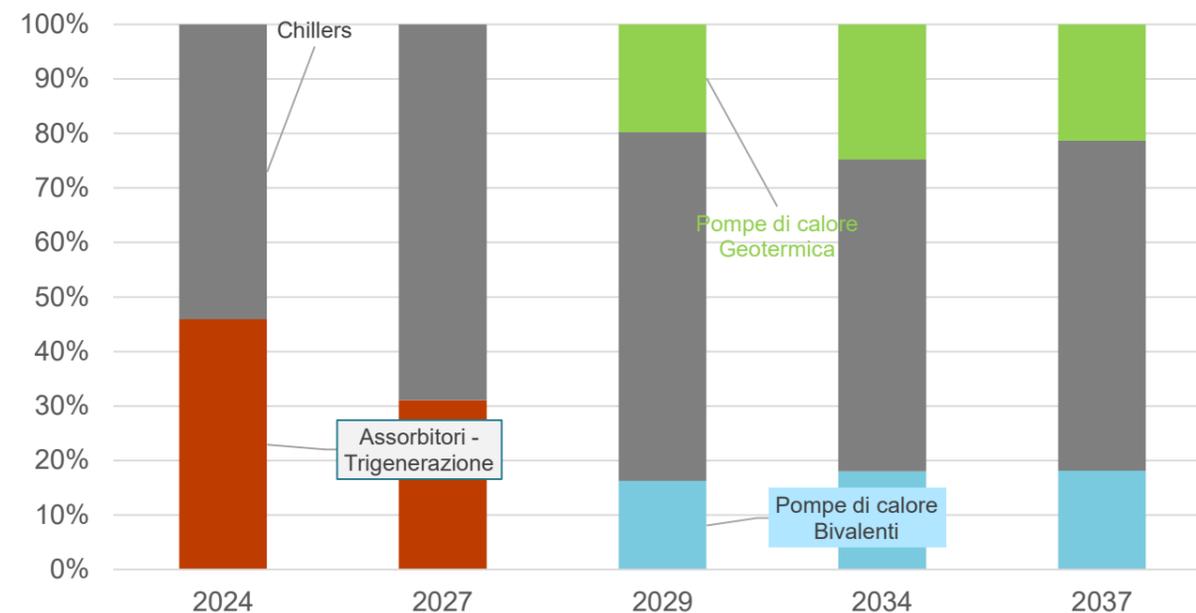
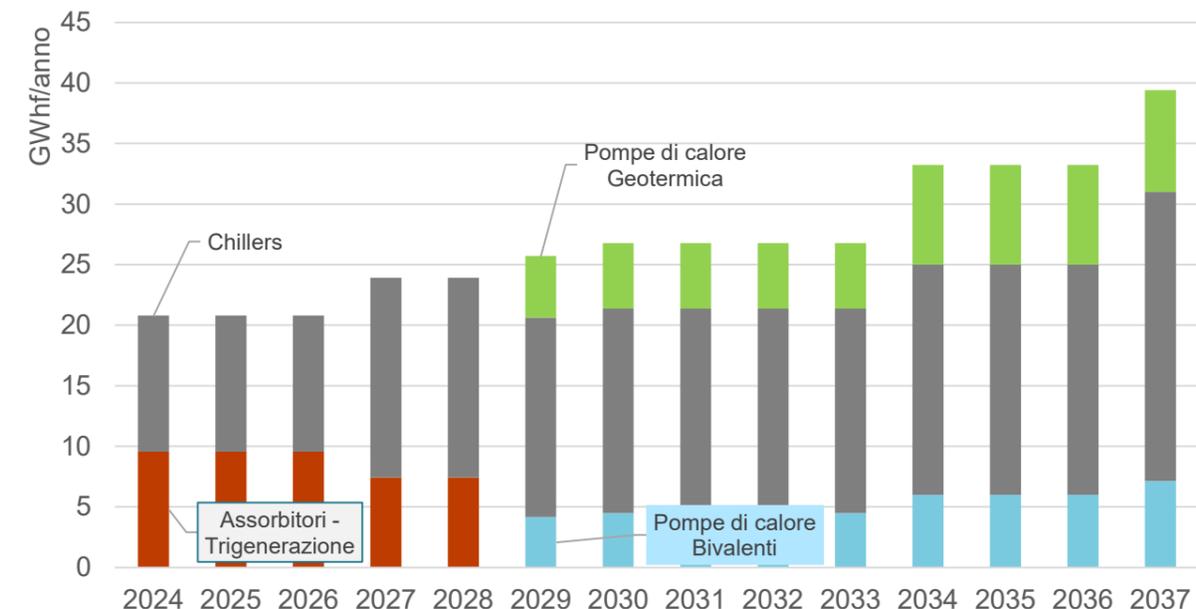


Figura 4-4 Copertura in termini assoluti e percentuali dei fabbisogni frigoriferi per tecnologia impiegata

Sebbene i fabbisogni frigoriferi crescano dal 2029 al 2037, la loro ripartizione non subisce forti cambiamenti soprattutto negli ultimi anni considerati. L'ausilio delle pompe di calore apporta un consistente efficientamento energetico rispetto ad un'ipotesi di utilizzo di solo gruppi frigo.

## 4.5 Fabbisogni termici

Dopo la dismissione della centrale di trigenerazione e l'abbandono delle altre caldaie a combustibili fossili, la produzione di energia termica necessaria viene prodotta per mezzo di pompe di calore. È prevista l'installazione entro il 2029 per poter garantire la transizione energetica entro i termini stabiliti. Le tecnologie a priorità maggiore sono quelle che offrono migliori rendimenti e flessibilità: pompe di calore *Total Energy* e pompe di calore a recupero da torre.

L'attivazione di queste tecnologie è subordinata ai vincoli di fattibilità che sono stati precedentemente discussi, in questo lavoro si è ipotizzato di attivarle prima possibile.

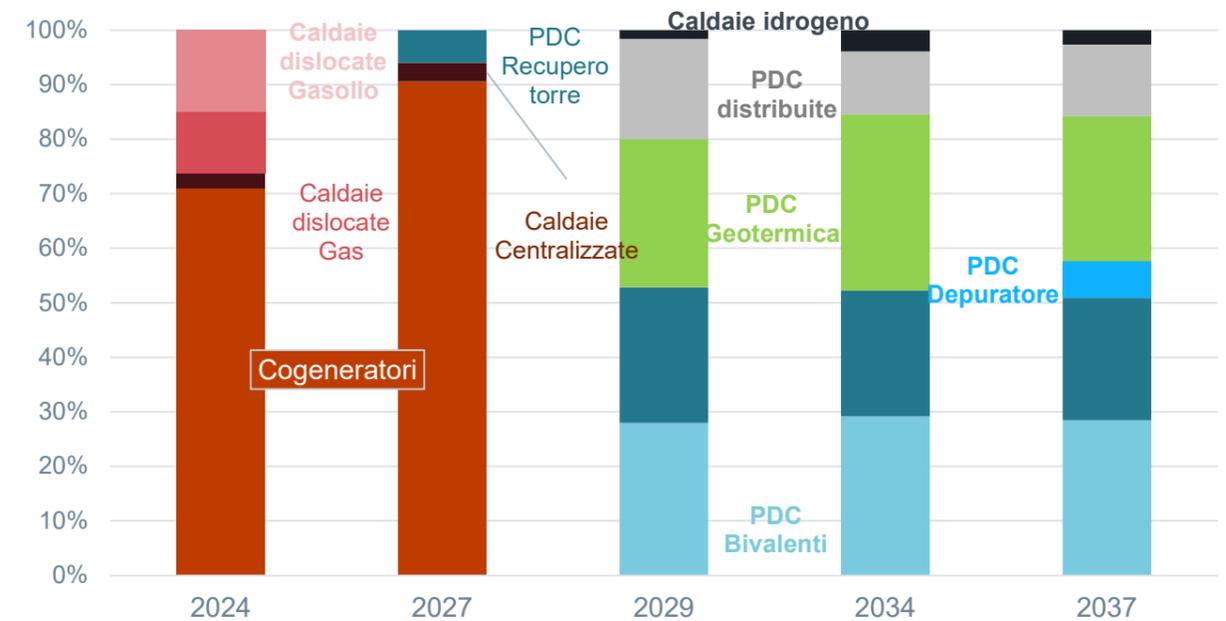
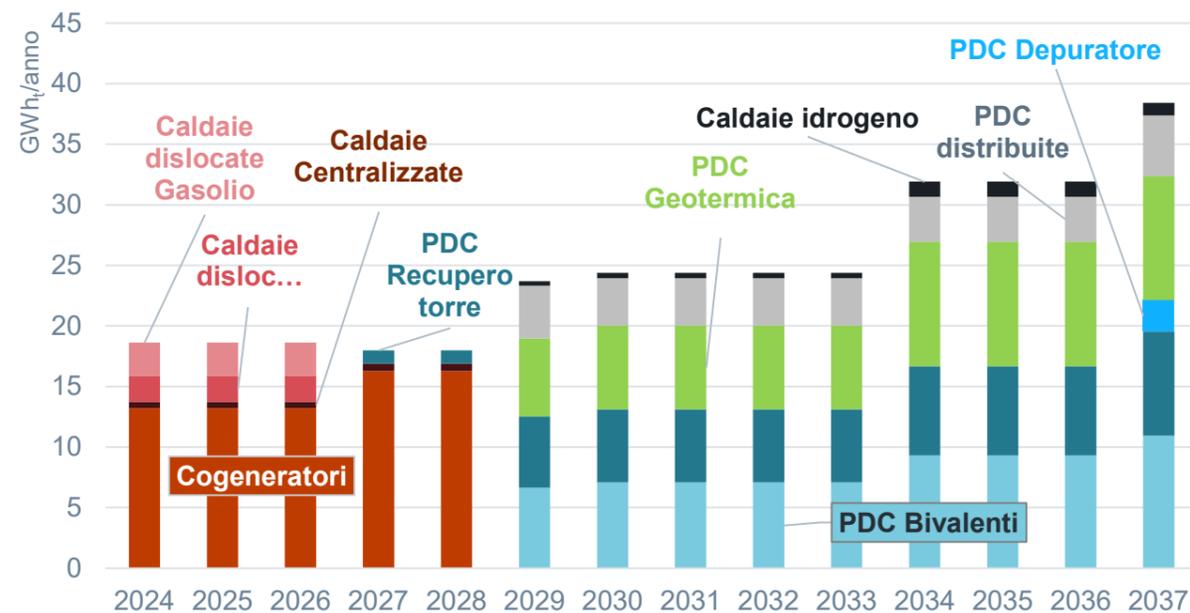


Figura 4-5 Copertura in termini assoluti e percentuali dei fabbisogni termici per tecnologia impiegata

Ad esempio, le pompe di calore che sfruttano il calore asportabile dalle acque del depuratore si attiveranno solo nel 2037, quando è prevista la fine della realizzazione del depuratore. Infine, si può notare che verranno installate altre pompe di calore distribuite che andranno a prendere il posto di tutte le caldaie che ad ora sono a servizio degli edifici dislocati lungo il sedime e funzionano indipendentemente dal sistema di produzione centralizzato.

Infine, come citato nel capitolo dedicato vi è il sistema di generazione di potenza termica alimentato ad idrogeno, ultimo per priorità, in grado però di coprire i picchi di fabbisogno all'occorrenza; si ricorda che il suo impiego è assimilabile ad un progetto pilota.

Sarà presente inoltre una pompa di calore aria-acqua solo per back-up (quindi nella copertura del fabbisogno termico tale soluzione non è inclusa).

## 4.6 Nuove fonti energetiche e profilo emissioni

Seguendo la strategia prevista dal Masterplan, si può tracciare l'evoluzione delle emissioni che ricadono sotto lo scopo 1 e 2. Queste sono completamente abbattute entro l'anno 2029, in cui è pianificata la fine dell'impiego di combustibili fossili sostituiti dall'energia elettrica da rete e da fonte rinnovabile.

Il profilo vede un brusco calo in prossimità dell'anno 2029 interessato dalla dismissione della centrale di trigenerazione: quest'ultima è l'impianto su cui ad oggi poggia il sostentamento energetico dell'aeroporto, è responsabile di circa l'89% delle emissioni di scopo 1 e pertanto, finché sarà sfruttata, anche se in regime di blending con l'idrogeno, sarà difficile far decrescere la CO<sub>2</sub> immessa in atmosfera.

Oltre a questo fatto, il calo di emissioni nei primi anni è molto leggero: vengono installati impianti tecnologici con impatto ambientale pressoché nullo ma, allo stesso tempo, i fabbisogni energetici crescono notevolmente per il forte ampliamento dell'infrastruttura ipotizzato.

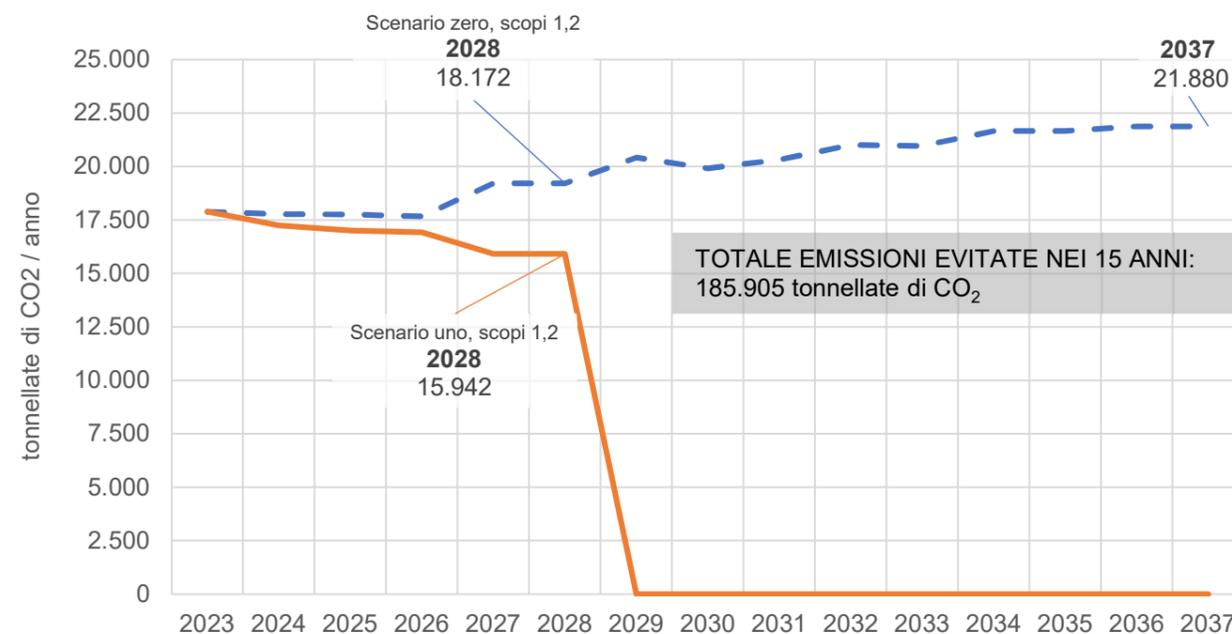


Figura 4-6 Profilo di previsione delle emissioni di scopo 1 e 2 nello scenario proposto

L'ammontare di CO<sub>2</sub> così prodotta così come quanto si eviterebbe attuando il Masterplan sin qui descritto, è stato calcolato a partire dai consumi dei vettori energetici tradizionali (gas metano, gasolio e benzina) moltiplicati per dei fattori emissivi di riferimento. Si noti che i primi vengono stimati allo stesso modo dei fabbisogni (fabbisogni da baseline), ovvero con le stesse correlazioni delle regressioni implementate. In tabella si riportano i fattori emissivi, assunti costanti per tutta la durata del Masterplan; esprimono quante tonnellate di CO<sub>2</sub> vengono prodotte rispetto a quanta energia o al quantitativo di vettore energetico introdotto nel sistema energetico preso in esame.

Vettore	Fattore emissivo	UDM
Gas Naturale	0,0002014	tonCO <sub>2</sub> /kWh
Gasolio per mezzi	0,0002616	tonCO <sub>2</sub> /kWh
Gasolio per riscaldamento	0,0002619	tonCO <sub>2</sub> /kWh
Benzina	3,1400000	tonCO <sub>2</sub> /ton
Energia elettrica terzi	0,0004659	tonCO <sub>2</sub> /kWh

Tabella 4-1 Fattori emissivi per i diversi vettori energetici utilizzati

Da notare il fatto che per quanto riguarda l'approvvigionamento di energia elettrica per i terzi, a differenza di quello di SAVE la cui energia approvvigionata è certificata essere di origine rinnovabile, il fattore emissivo è diverso da zero. Per avere uno scenario più completo, nelle seguenti tabelle si riportano le emissioni, di cui si è già analizzato l'andamento, divise per fonte, ovvero rispetto a quali attività sono riconducibili. Si farà riferimento al cosiddetto *Scenario 0* qualora si considerasse di esercire tutte le attività del sedime aeroportuale con le tecnologie ad oggi installate integrando i fabbisogni crescenti attraverso l'utilizzo di gas naturale; nello *Scenario 1* invece si considera che tutte le alternative tecnologiche discusse vengano installate ed utilizzate come detto finora. La stima dei fabbisogni avviene esattamente allo stesso modo come visto precedentemente ma questi vengono soddisfatti in modo differente.

	2019	2024	2027	2029	2030	2034	2037
<b>Emissioni Scopo 1 e 2 in ton CO<sub>2</sub></b>							
Impianti (comb.)	17.316	16.940	15.783	-	-	-	-
Energia elettrica	-	-	-	-	-	-	-
Mezzi	360	180	-	-	-	-	-
Altro	128	128	128	-	-	-	-

Tabella 4-2 Emissioni Scopo 1 e 2 - Scenario 1

	2019	2024	2027	2029	2030	2034	2037
<b>Emissioni Scopo 1 e 2 in ton CO<sub>2</sub></b>							
Impianti (comb.)	17.316	17.465	19.090	20.229	19.795	21.536	21.752
Energia elettrica	-	-	-	-	-	-	-
Mezzi	360	180	-	-	-	-	-
Altro	128	128	128	128	128	128	128

Tabella 4-3 Emissioni Scopo 1 e 2 - Scenario 0

A titolo riepilogativo si provvede a fornire l'ammontare totale delle emissioni evitate riconducibili ad attività suddivise per scopi:

- **Scopo 1 e 2:** emissioni evitate rispetto ad uno scenario senza azioni (*Scenario 0*) 185.905 ton CO<sub>2</sub>
- **Scopo 3:** emissioni evitate rispetto ad uno scenario senza azioni (*Scenario 0*) 43.846 ton CO<sub>2</sub>

## 5 PIANIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI PROPOSTI

### 5.1 Configurazione impiantistica finale

Si riporta ora lo schema concettuale della soluzione complessiva ideata e di cui sono state valutate le prestazioni grazie al modello di calcolo precedentemente illustrato. Entrambi fanno riferimento all'anno 2037 e quindi rappresentano la configurazione definitiva.

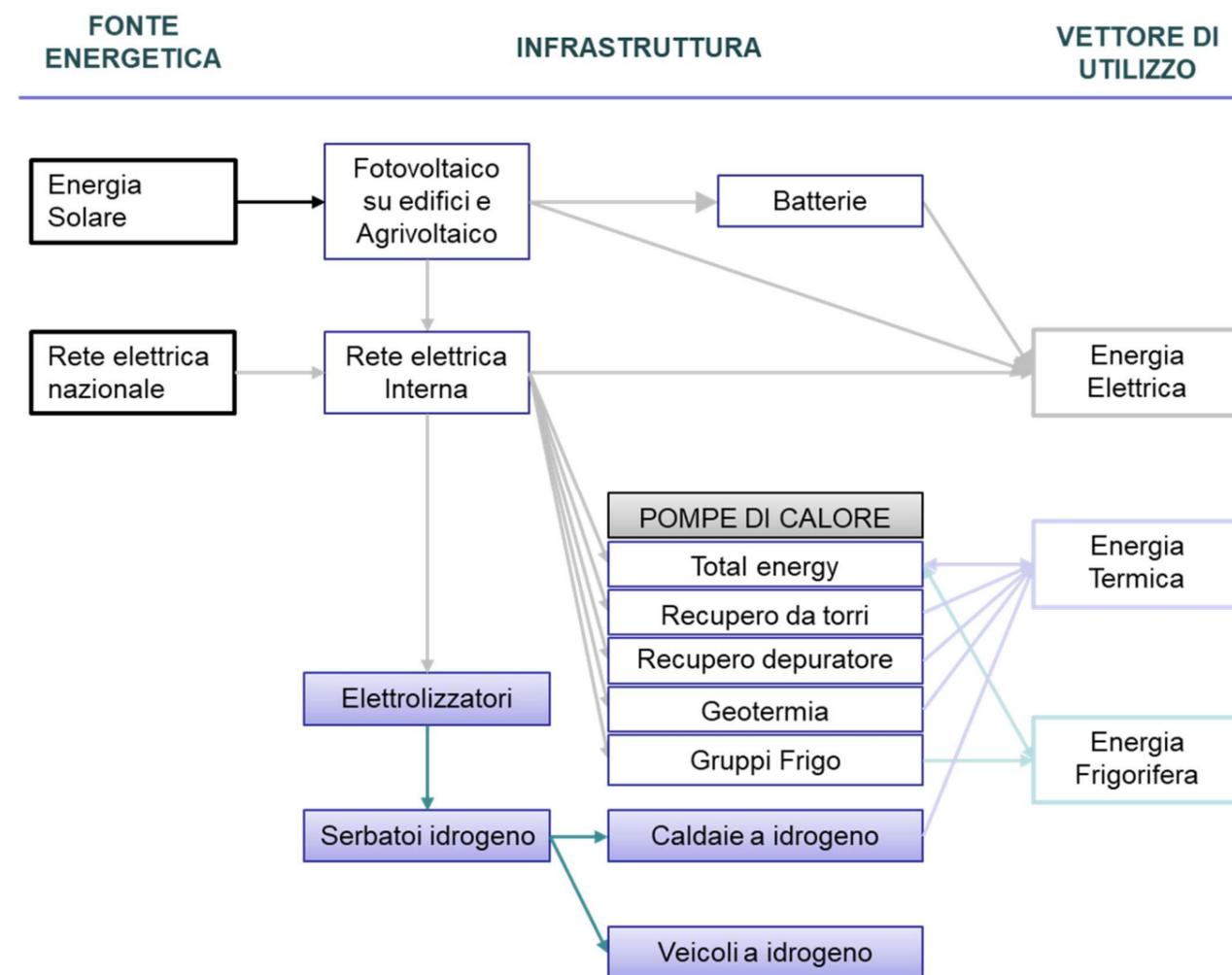


Figura 5-1 Schema funzionale della soluzione ipotizzata con riferimento all'anno 2037

Per quanto riguarda la parte termica, i sistemi che offrono un rendimento ed **un'efficienza più elevata vengono attivati con precedenza**: ovvero, prima le pompe di calore bivalenti (Total Energy), poi quelle a recupero termico da torri evaporative, e, infine, quelle relative al recupero termico dalle acque del depuratore. Viene poi impiegata la geotermia per garantire flessibilità e

sostegno agli impianti di produzione di energia termica essendo disponibile tutto l'anno ed indipendentemente dalle condizioni esterne. L'ultima tecnologia ad essere impiegata per coprire i fabbisogni energetici è l'idrogeno: grazie ai sistemi di stoccaggio, può essere impiegato per alimentare una caldaia a copertura di eventuali lacune del sistema di produzione di energia termica.

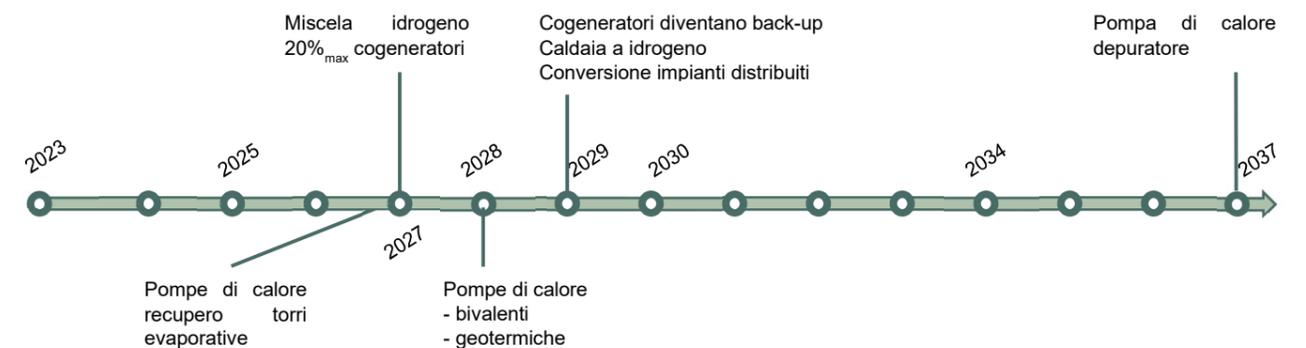
Per quanto riguarda il comparto frigo, si attiveranno prima le pompe di calore bivalenti (salvo presenza di domanda termica) e poi i gruppi frigo convenzionali. Le pompe di calore geotermiche dovranno funzionare in modalità frigorifera, per un numero di ore sufficiente ad evitare una deriva termica del terreno come spiegato nel capitolo dedicato. Per l'energia elettrica si darà priorità alla fonte fotovoltaica e si colmerà un'eventuale domanda aggiuntiva con prelievo da rete.

Dai risultati delle simulazioni, nella configurazione finale, gli impianti agrivoltaico e fotovoltaico assieme sono in grado di fornire energia all'aeroporto coprendo gran parte del fabbisogno senza emissioni. L'82,4% dell'energia elettrica prodotta da questi ultimi viene consumata in loco ed utilizzata dagli impianti descritti in precedenza per soddisfare tutti i carichi termici e frigoriferi dell'aeroporto.

L'obiettivo di completa decarbonizzazione è completamente raggiunto per gli scopi 1 e 2 e verranno forniti servizi innovativi come quelli a sostegno della mobilità sostenibile e della creazione del polo multifunzionale aeroporto di Venezia.

### 5.2 Programma temporale

Per questioni autorizzative, burocratiche e di coordinamento con altre opere sulle infrastrutture territoriali locali, è possibile attivare alcuni interventi solo dal 2027, con realizzazione prevista per il 2028. Per le stesse ragioni, si prevede il recupero da depuratore solo nel 2037, portando al seguente programma temporale di attivazione degli interventi.



### 5.3 Zone di Intervento

Le aree di intervento sono state individuate lavorando in stretta collaborazione tenendo conto di tutte le opere previste dal masterplan (non solo transizione energetica), delle pertinenze di proprietà di SAVE, dei diversi vincoli paesaggistici e della pianificazione territoriale. Di questi ultimi, si è fatto cenno nel capitolo sulle nuove dotazioni impiantistiche e si illustrerà meglio nel capitolo dedicato all'iter autorizzativo. L'area di Ca' Bolzan è stata individuata come la più adatta ad un impianto agrivoltaico affinché potesse sostenere la potenza e quindi la superficie richiesta, senza un impatto negativo sul territorio. Al contrario, si è pensato alla possibilità di creare indotto lavorativo, una produttività maggiore del suolo derivante dall'agrivoltaico e l'ingente sfruttamento di fonte energetica rinnovabile.

Anche all'interno del perimetro di sedime sono stati previsti interventi di installazione di impianti fotovoltaici sulle coperture degli edifici e sulle aree destinate a parcheggi e pompe di calore. Mentre non è stato possibile includere all'interno del sedime tutti gli altri interventi di notevole entità, quali la stazione di alta tensione, la centrale di produzione di idrogeno, il nuovo depuratore, eccetera. Nelle tavole allegate è riportata una rappresentazione delle aree interessate da intervento, sia di Ca' Bolzan che del sedime.

### 5.4 Collegamento Tecnologico interrato

Come si evince anche **dall'allegato** che illustra la configurazione infrastrutturale finale, sarà necessario realizzare un **nuovo collegamento** per il trasporto dei vettori energetici nella forma di:

- Tubazioni di teleriscaldamento (acqua tecnica)
- Tubazioni di teleraffrescamento (acqua tecnica)
- Tubazioni di trasporto idrogeno
- Collegamenti elettrici

Partendo dal tipo e dalle temperature dei **fluidi** trasportati dal cunicolo, è stato possibile calcolare le portate necessarie, le perdite di carico associate individuando il giusto compromesso con i **diametri** selezionati ed i consumi elettrici per la circolazione forzata. Inoltre, la regolazione ed il controllo dell'impianto dovrà tenere conto dell'inerzia termica e quindi del tempo di avviamento.

Il trasporto di **idrogeno**, da questo punto di vista, è meno impattante, consente ingenti portate con diametri contenuti e perdite di carico trascurabili considerando la pressione nominale di output dagli elettrolizzatori, intorno ai 30 barg. Di conseguenza, non sono necessarie stazioni di rilancio, mentre saranno necessari alcuni accorgimenti per evitare la formazione di atmosfere esplosive, quali griglie di aerazione, nasi per la rilevazione di fughe e valvole di chiusura automatica dei tratti interessati da eventuale danneggiamento.

I **collegamenti elettrici** saranno posati all'interno di cavidotti di tipo corrugato in pvc o similare, uno per ogni terna, per consentire una migliore dispersione del calore inevitabilmente generato per effetto Joule. Anche in questo caso è stato ricercato il compromesso tra il costo iniziale della sezione dei cavi maggiore e il costo operativo dell'energia dissipata.

Rispetto al **tunnel esistente** (ipogeo) che collega l'attuale centrale termica al terminal, il collegamento in oggetto è di entità più modesta dal punto di vista infrastrutturale. Infatti, non ci sarà una struttura civile a sostegno, né sarà percorribile da esseri umani, ma i condotti saranno semplicemente interrati e ne sarà segnalato il passaggio a livello del suolo. I vettori correranno parallelamente e disposti in fila orizzontalmente su tutta la lunghezza del tracciato, ad una profondità di circa un metro dalla superficie. Sono previsti dei **punti di controllo** rompitratta ispezionabili, per le manutenzioni e le misurazioni, realizzati in calcestruzzo armato, con la possibilità di accesso umano per tempi di permanenza necessari alla manutenzione e non prolungati.

È previsto, inoltre, che questo cunicolo ospiti anche **altri vettori tecnici**, non energetici:

- Tubazione di trasporto delle acque nere
- Tubazione di acqua potabile
- Fibra ottica

Il primo poiché è prevista la realizzazione in **futuro** di un nuovo **depuratore** nell'area Ca Bolzan. La nuova adduzione di **acqua potabile** è stata prevista considerando la nuova domanda in loco, sia per la produzione di idrogeno, per gli uffici, la centrale termica e le altre utenze.

Infine, è stato previsto un collegamento in **fibra ottica** per dotare il complesso impiantistico di una connessione interna che sia all'altezza delle necessità di monitoraggio, regolazione e controllo. A titolo esemplificativo e non esaustivo, sono necessari collegamenti dei dispositivi di interfaccia di più impianti fotovoltaici connessi allo stesso POD. Inoltre, sarà necessaria una connessione dell'impianto termico, soprattutto in fase di transizione, sia quando la rete sarà stata spenta per un certo periodo, che quando i vecchi motori dovranno alternarsi alle nuove pompe di calore.

Nelle **tavole allegate** è possibile identificare il passaggio del collegamento appena descritto che è stato tracciato considerando tutte le interferenze ed il rispetto delle distanze dalle altre opere, quali:

- vincoli archeologici (antica via romana *Annia*)
- strada (SS14 / A57)
- vincoli idrogeologici

## 5.5 Stazione di alta tensione

Come spiegato nel capitolo 2 nel paragrafo sulle **infrastrutture** energetiche **presenti**, la fornitura di energia elettrica è attualmente in media tensione (20 kV), con una potenza disponibile pari a 9.990 kW.

Per soddisfare la **nuova domanda** (ed **immissione** in rete) di energia elettrica, dovrà essere previsto un **adeguamento** della rete elettrica territoriale locale, in conformità con le disposizioni del Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA).

In particolare, la realizzazione di un **collegamento in alta tensione** a partire dalla più vicina stazione di Marcon, a circa 6 km dal sedime aeroportuale, è stata già oggetto di precedenti lavori di pianificazione da parte di SAVE. Il nuovo punto di fornitura in Alta Tensione (indicato in Figura 5-3 con il numero 4) è approvato nell'ambito del Masterplan 2021.



Figura 5-2 Sviluppo Cavidotto Interrato da Masterplan 2021

aeroportuale. La lunghezza complessiva della linea in cavo AT sarà circa 5,8 km mentre nella superficie occupata dalla cabina, interamente recintata, verranno allocate le apparecchiature elettriche di potenza in alta tensione 132 kV e media tensione 20 kV, nonché i servizi ausiliari necessari per il comando, la protezione ed il controllo dell'intero sistema.

A questo dovrà aggiungersi la realizzazione di una **nuova stazione** di alta tensione. Per determinare un'ubicazione efficiente è stato innanzitutto considerato che il tracciato della derivazione di alta tensione passa dall'area Ca' Bolzan ed in particolare in adiacenza al nuovo polo tecnologico, di pertinenza di SAVE. Considerando, inoltre, che nel polo tecnologico risiederà la maggior parte della potenza fotovoltaica si suggerisce proprio quest'ultimo come area di

costruzione della stazione. Si prevederà poi la realizzazione di un cavidotto ed un collegamento tra il polo e il sedime per la trasmissione dell'energia in entrambi i versi, in media tensione.

Infatti, per realizzare un collegamento in alta tensione interno alla rete dell'aeroporto richiederebbe un solido giustificativo e l'approvazione di Terna.

La stazione esistente nel **sedime** aeroportuale dovrà poi essere riadeguata per poter ricevere il collegamento con il nuovo polo e per alimentare le nuove utenze e i nuovi dispositivi elettrici proposti in questo masterplan.

Data la natura delle utenze connesse dovranno essere previste delle misure opportune volte a garantire un adeguato livello di **affidabilità e sicurezza** operativa. Questo include sistemi di protezione adeguati a prevenire sovraccarichi e cortocircuiti, nonché misure di sicurezza per il personale e le apparecchiature.

Le nuove stazioni dovranno essere **integrate** in modo efficiente con il sistema elettrico **esistente** per garantire una distribuzione dell'energia coerente e continua.

Un altro aspetto progettuale sensibile sarà la **resilienza**. Il progetto dovrà, quindi, tenere conto di situazioni di emergenza o disastri naturali. **Piani di continuità** del servizio dovranno essere sviluppati per garantire che l'alimentazione elettrica sia mantenuta anche in condizioni avverse.

Integrare tutte queste considerazioni nella progettazione e nell'implementazione delle stazioni di alta tensione garantirà un sistema elettrico efficiente, affidabile e sostenibile rispondendo così alla crescente richiesta di potenza elettrica.

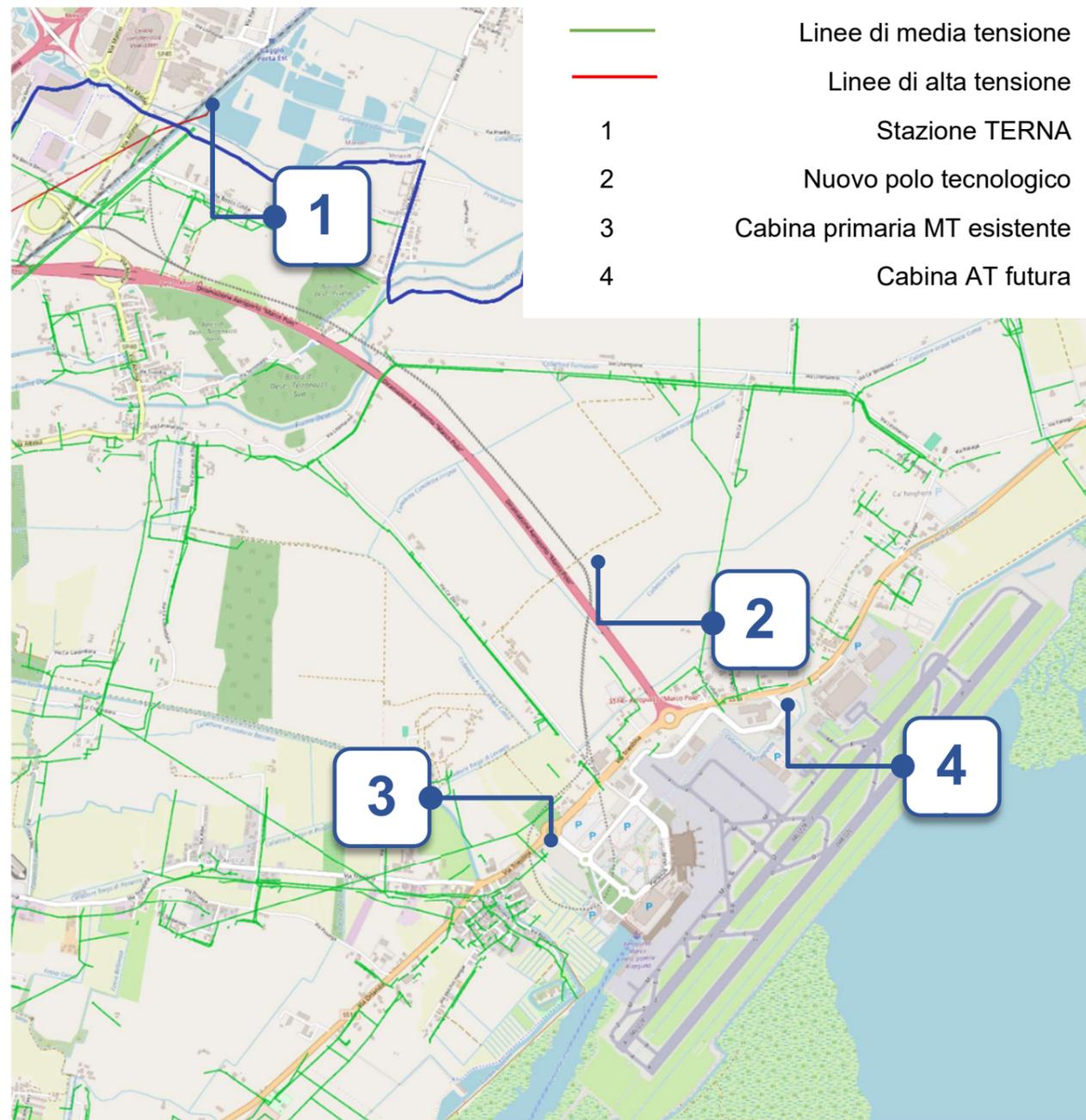


Figura 5-3 Inquadramento delle linee elettriche attuali nell'area dell'aeroporto

## 5.6 Analisi autorizzativa

Sono stati analizzati gli strumenti di pianificazione che possono introdurre vincoli ostativi o condizionanti alla realizzazione degli interventi previsti nel MPE.

### 5.6.1 Pianificazione e normativa in materia di energie rinnovabili

#### 5.6.1.1 Decreto Legislativo n.199 del 08/11/2021

Il Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199, Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, ha l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita in materia di energia da fonti rinnovabili, quindi definisce strumenti, meccanismi, gli incentivi ed il quadro istituzionale, finanziario e giuridico per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili. Il Decreto, in particolar modo il Titolo III "Procedure autorizzative, codici e regolamentazione tecnica", riporta le seguenti disposizioni in merito agli impianti fotovoltaici:

- È prevista l'emanazione di nuovi criteri nazionali per l'individuazione di **aree idonee** per l'installazione di impianti fotovoltaici;
- **Le Regioni** dovranno legiferare in conseguenza **individuando le aree idonee**, in caso di inadempienza vige il potere sostitutivo dello stato;
- Le aree non incluse fra le aree idonee non possono essere per questo dichiarate non idonee;
- Nelle more dell'adozione dei nuovi criteri sono aree idonee: le aree dove sono già presenti impianti della stessa natura, le aree oggetto di bonifica, le cave e le miniere cessate;
- Nelle procedure di impianti localizzati in aree idonee il parere dell'autorità competente in materia paesaggistica è obbligatorio ma non vincolante, i tempi del procedimento sono ridotti di un terzo.

Con riferimento allo scopo di questa analisi ha rilevanza l'Art. 20 "Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili", in particolare il co. 8:

*Nelle more dell'individuazione delle aree idonee sono considerate aree idonee:*

a. i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica non sostanziale ai sensi dell'articolo 5, commi 3 e seguenti, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28;

b. le aree oggetto di bonifica;

c. le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale.

#### 5.6.1.2 Legge Regionale della Regione Veneto n. 17 del 19 luglio 2022

Con la Legge Regionale n. 17 del 19 luglio 2022 "Norme per la disciplina per la realizzazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati a terra" la Regione Veneto individua aree con indicatori di presuntiva non idoneità nonché, in applicazione del D.Lgs 8 novembre 2021, n.199, aree con indicatori di idoneità alla realizzazione di impianti fotovoltaici.

Indicatori di presuntiva non idoneità		Presenza nell'area di progetto	Fonte dati
<b>A Patrimonio storico-architettonico e del paesaggio</b>	Aree core zone e buffer zone o definizioni equivalenti secondo altre classificazioni rientranti negli elenchi dei beni da tutelare individuati dall'UNESCO	NO	Documento per la valorizzazione del Paesaggio Veneto PTRC; Lista siti Unesco; geoportale dati territoriali regione Veneto; <a href="https://www.unesco.it/it/ItaliaNellUnesco/Detail/186">https://www.unesco.it/it/ItaliaNellUnesco/Detail/186</a>
	Zone all'interno di coni visuali in cui l'iconografia e l'immagine storicizzata associano il luogo alla presenza delle emergenze paesaggistiche da salvaguardare, nonché luoghi di notorietà internazionale e di attrattività turistica, anche individuati e disciplinati dal Piano regolatore comunale di cui alla legge regionale	NO	Scheda Coni Visuali Terraferma PRG

Indicatori di presuntiva non idoneità		Presenza nell'area di progetto	Fonte dati
	23 aprile 2004, n. 11 "Norme per il governo		
	Paesaggi Agrari Storici e Terrazzati	NO	Tavola 09 PTRC
	Aree individuate quali contesti figurativi dal Piano territoriale di coordinamento provinciale	NO	Analisi del PTG
	Aree e beni di notevole interesse culturale, aree e beni oggetto di tutela, aree individuate dal Piano paesaggistico regionale, aree e immobili dichiarati di notevole interesse pubblico e aree tutelate per legge, individuati ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42	NO	Anali della cartografia allegata al PAT e PTG; Geoportale regione Veneto
<b>B Ambiente</b>	Zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della Convenzione di Ramsar, qualora individuate come elementi areali	NO	Portale Cartografico Nazionale; Geoportale Regione Veneto
	Aree incluse nella Rete Natura 2000, designate in base alla Direttiva 92/43/CEE (SIC) e alla Direttiva 79/409/CEE (ZPS)	NO	Portale Cartografico Nazionale; Geoportale Regione Veneto

Indicatori di presuntiva non idoneità		Presenza nell'area di progetto	Fonte dati
	Aree che svolgono funzioni determinanti per la conservazione della biodiversità e aree su cui insistono le oasi di protezione e le zone di ripopolamento e cattura individuate dal vigente Piano faunistico venatorio regionale	NO	Cartografia del Piano Faunistico venatorio della regione Veneto
	Aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico oggetto di specifiche disposizioni contenute nei piani di settore in materia di difesa e gestione del rischio idrogeologico	SI	Il PAT all'art 16 definisce l'area di studio come soggetta a dissesto idrogeologico (aree esondabili o a ristagno idrico); Zona pericolosità idraulica moderata (P1) PRGA
	Geositi, di cui al catalogo regionale istituito con atto della Giunta regionale	NO	Geoportale Regione Veneto
<b>C Agricoltura</b>	Aree agricole interessate da produzioni agroalimentari di qualità (produzioni biologiche, DOP, IGP, STG, DOC, DOCG, DE.CO., produzioni tradizionali)	NO	
	Paesaggi iscritti al Registro nazionale dei paesaggi rurali di interesse storico e delle pratiche agricole e	NO	Portale Cartografico Rete Rurale Nazionale MIPAAF

Indicatori di presuntiva non idoneità		Presenza nell'area di progetto	Fonte dati
	conoscenze tradizionali, istituito presso il Ministero delle Politiche agricole alimentari e forestali, ai sensi dell'articolo 4 del decreto ministeriale 19 novembre 2012, n. 17070		
	Sistemi agricoli tradizionali iscritti alla Lista del Patrimonio dell'Umanità dell'Agricoltura secondo il programma GIAHS della FAO	NO	Programma GIAHS FAO
	Aree agricole di pregio	NO	Tavola 09 "Sistema del Territorio Rurale e della Rete Ecologica" PTRC

Come mostra la tabella precedente, l'area di intervento risulta interessata dalla presenza di un solo indicatore di presuntiva non idoneità ai sensi della LR 17/2022: l'impianto fotovoltaico rientra in un'area caratterizzata da dissesto idrogeologico, così come definita dal PAT, individuata dal PGRA come una zona a pericolosità idraulica moderata (P1). Ai sensi dell'articolo 4 della presente legge le istanze di insediamento degli impianti fotovoltaici, tenuto conto della presenza di indicatori di presuntiva non idoneità, sono valutate dagli enti competenti.

Si sottolinea inoltre che, ai sensi dell'art. 4 della delibera n. 3 del 20/12/2021, con l'aggiornamento del PGRA cessano di avere efficacia i Piani per l'Assetto idrogeologico (PAI) presenti nel distretto idrografico delle Alpi Orientali per la parte idraulica. Tali Piani continuano ad esprimere le conoscenze, le disposizioni e le mappature relative alla pericolosità e al rischio geologico dovuto a fenomeni gravitativi e valanghivi.

La norma, inoltre, definisce alcuni parametri per l'insediamento degli impianti fotovoltaici nelle zone classificate come agricole dagli strumenti urbanistici comunali, differenziandoli in ragione della relativa potenza e localizzazione; nello specifico costituisce parametro per l'insediamento degli impianti fotovoltaici nelle zone classificate agricole dagli strumenti urbanistici comunali, per

gli impianti di potenza uguale o superiore ad 1 MW la realizzazione solo in forma di impianto agro-voltaico, così come definito all'art.2, comma 1, lettera a), numero 2 della LR 17/2022:

*“impianto agro-voltaico: impianto per la produzione di energia elettrica che, secondo le diverse soluzioni tecnologiche rese disponibili, adotta soluzioni con moduli elevati da terra su terreni mantenuti in coltivazione, qualificati come Superficie Agricola Utilizzata (SAU) secondo la definizione ISTAT, in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale; l'attività agricola deve essere oggetto di un piano colturale formalizzato, nel rispetto di quanto previsto dalla relazione agronomica approvata nell'ambito del rilascio della autorizzazione”.*

In conclusione, la presenza dell'indicatore di presuntiva non idoneità “aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico” non rappresenta un divieto alla realizzazione dell'impianto ma un parametro da considerare in fase di definizione del progetto di intervento.

## 5.6.2 Pianificazione territoriale e paesaggistica

### 5.6.2.1 Piano Paesaggistico Regionale d'Ambito (PPRA) “Arco Costiero Adriatico Laguna di Venezia e Delta Po”

L'area in cui ricadono gli interventi proposti appartiene all'ambito “Arco Costiero Adriatico Laguna di Venezia e Delta Po”. Il Piano Paesaggistico Regionale di tale ambito risulta ad oggi ancora in fase di redazione. Con D.G.R. n. 699 del 14/05/2015 la Giunta Regionale ha preso atto dello stato di avanzata elaborazione del PPRA, rappresentato da una serie di elaborati, tra i quali la “Relazione Illustrativa - Quadro per la tutela, cura, valorizzazione e integrazione del paesaggio”.

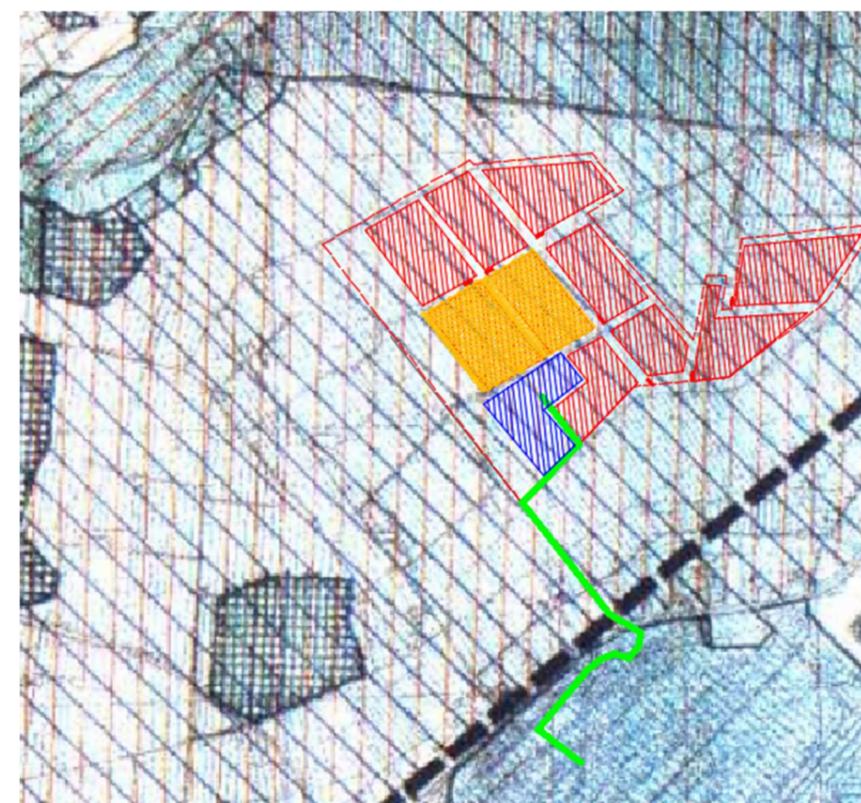
Dall'analisi dei contenuti della Relazione Illustrativa (Figura 27) emerge che l'area di progetto è esterna ad aree di notevole interesse pubblico di cui all'art.136 del D.Lgs. 42/04: in sintesi, dall'analisi della Relazione illustrativa non si riscontrano elementi di criticità alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

### 5.6.2.2 Piano d'Area della Laguna e dell'Area Veneziana (PALAV)

Il Piano è costituito dalle Norme Tecniche di attuazione e dalla cartografia allegata. (Il PALAV sarà sostituito dal nuovo PPRA, che alla data di redazione del presente documento risulta ancora in fase di elaborazione).

Dalla consultazione della Tavola 1.3 “Sistemi e Ambiti di Progetto” del Piano, di cui si riporta un estratto in Figura, emerge che il progetto di installazione dell'impianto fotovoltaico ricade in un'area classificata come “Ambito agrario delle bonifiche recenti con basso grado di polverizzazione aziendale” e a rischio idraulico, normate rispettivamente dagli articoli 37 e 31 delle Norme, che dettano direttive, prescrizioni e vincoli.

Dall'analisi dei contenuti dell'art. 37 e dell'art. 31 non emerge la presenza di alcun vincolo o elemento ostativo alla realizzazione del progetto in esame.



#### LEGENDA

-  Area di impianto agrivoltaico
-  Area di impianto geotermico
-  Polo tecnologico
-  Cunicolo tecnologico
-  Ambito agrario delle bonifiche recenti con basso grado di polverizzazione aziendale (art. 37)
-  Barene, velme, zone a canneto (art. 6)
-  Aree a rischio idraulico (art. 31)
-  Strade romane (art. 34)

### 5.6.2.3 Aree appartenenti a Rete Natura 2000 ed altre aree protette

Le aree oggetto di intervento risultano essere esterne a qualsiasi area appartenente alla Rete Natura 2000 e ad altre aree protette, tuttavia si riscontra in vicinanza la presenza dei siti IT3250016 “Cave di Gaggio”, IT3250046 “Laguna di Venezia,” IT3250031 “Laguna superiore di Venezia” e IT3250046 “Laguna di Venezia”, distanti circa 1,8 km, 2,7 km, 1,8 km rispettivamente.

Inoltre l'area oggetto degli interventi si trova ad una distanza di circa 1,8 km dall'IBA 064 "Laguna di Venezia".

Di conseguenza sarà presumibilmente necessaria la predisposizione di un studio di incidenza ambientale sviluppato a livello di screening (VINCA).

#### 5.6.2.4 Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) / Piano Territoriale Generale (PTG) della Città Metropolitana di Venezia (ex Provincia di Venezia)

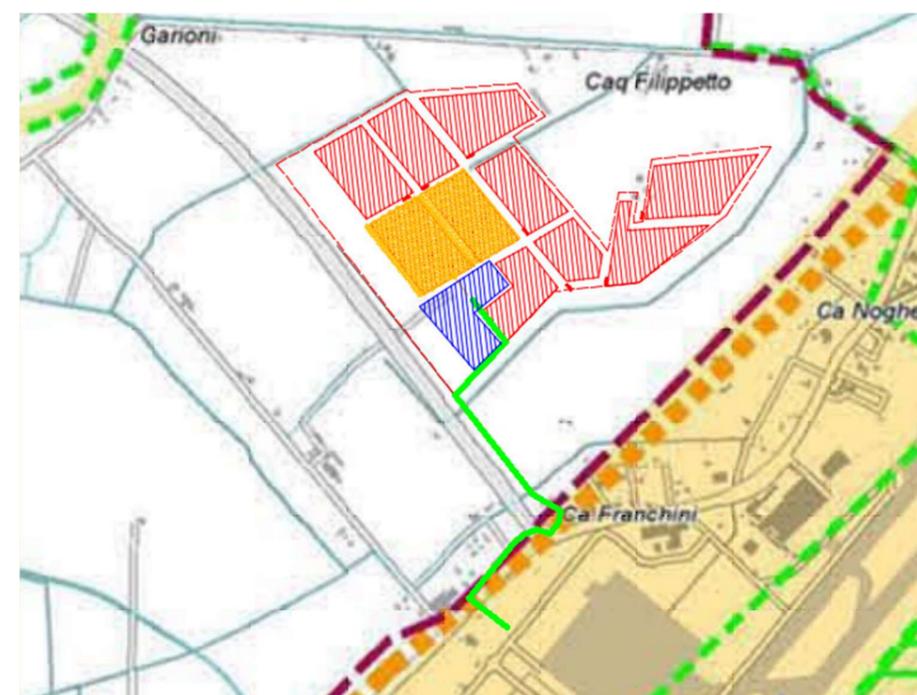
La Tavola 1.2 "Carta vincoli e pianificazione", di cui si riporta un estratto in figura, mostra che l'area interessata dall'installazione degli impianti in progetto è esterna ai tematismi riportati nella Tavola.

Per quanto riguarda l'opera di connessione (cunicolo tecnologico) nel tratto terminale va a interessare la "Strada romana, Via Annia", soggetta a tutela ai sensi del D.Lgs 42/2004 e disciplinata dall'articolo 43 delle norme tecniche di attuazione. Le prescrizioni, comma 22 e 23, così riportano:

21. *Fatti salvi i vigenti vincoli e le eventuali disposizioni di tutela dettate dalla competente Soprintendenza Archeologica, fino all'adeguamento al PTCP, ai sensi dell'art. 8 delle presenti NTA, in una fascia di 150 metri dalle aree ed elementi di cui al presente articolo, ad eccezione degli interventi pubblici o di pubblico interesse, non possono essere variate le previsioni degli strumenti urbanistici. Tali aree ed elementi possono comunque essere inclusi in previsioni di parchi, piani o progetti volti alla tutela e valorizzazione e/o di fruizione ambientale, anche da soggetti privati previa autorizzazione delle competenti Amministrazioni Pubbliche*

22. *Nelle aree interessate dagli elementi di cui alle lettere da a) a d) del comma 20. e in una fascia di 50 metri, fermo restando che ogni ulteriore previsione urbanistica e gli interventi sono subordinati all'esecuzione di sondaggi preliminari svolti in accordo con la competente Soprintendenza archeologica, fino all'adeguamento al PTCP, ai sensi dell'art. 8 delle presenti NTA, possono essere attuate esclusivamente le previsioni degli strumenti urbanistici comunali vigenti.*

Per tale ragione, ai fini della realizzazione dell'opera di connessione sarà necessaria la predisposizione della relazione archeologica preliminare al fine di valutare il rischio archeologico.



#### LEGENDA

-  Area di impianto agrivoltaico
-  Area di impianto geotermico
-  Polo tecnologico
-  Cunicolo tecnologico
-  Confine comunale
-  Vincolo archeologico D. Lgs
-  Strade romane
-  Vincolo paesaggistico D. Lgs 42/2004
-  Idrografia

Dall'analisi della Tavola 2.2 "Carta delle fragilità", di cui si riporta un estratto in figura, emerge che l'area di progetto ricade in una area depressa e con rilevanza del fenomeno della subsidenza da alta ad altissima (isoipsa 1 m slm), disciplinata dall'articolo 16 delle norme di attuazione.

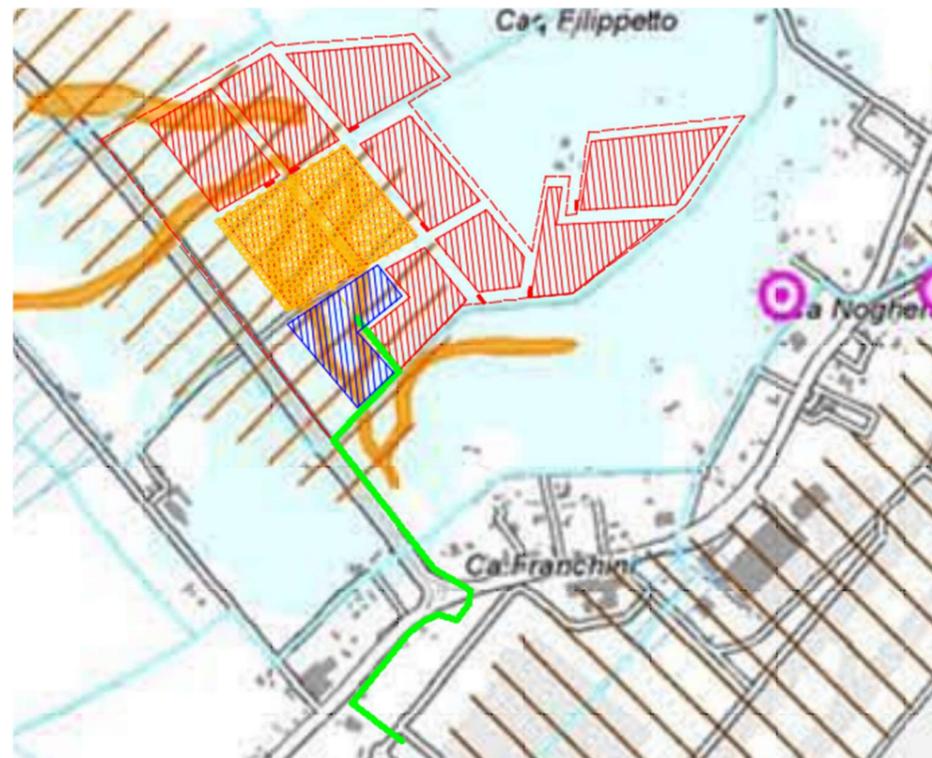
Le aree a rilevante subsidenza sono considerate di particolare fragilità (comma 6) e per dette aree il PTCP al comma 7 del medesimo articolo indica tra gli obiettivi:

- Ridurre il contributo antropico alla subsidenza, con particolare riferimento all'estrazione di fluidi e gas naturali dal suolo (bonifica meccanica) e dal sottosuolo (emungimento d'acqua da pozzi), soprattutto nelle aree costiere a rischio di mareggiate e sul sistema idraulico interessato dalla bonifica;
- Limitare il fenomeno dell'intrusione salina lungo i corsi d'acqua e nella falda contenendo l'estrazione di acqua dolce superficiale e favorendone la presenza (normalmente accumulata

nelle dune, o favorendo l'allagamento con acqua dolce fluviale) nelle aree critiche anche con l'introduzione di opere idrauliche di sbarramento.

Tra gli indirizzi al comma 11 viene riportato che la Provincia favorisce forme di utilizzo dell'acqua (per uso agricolo, geotermico, potabile e industriale) che non comportino l'estrazione dal sottosuolo mediante pozzi in falde più o meno profonde.

Inoltre, all'art 33 comma 12 viene sottolineato che l'utilizzo di energia geotermica mediante lo scambio di calore senza prelievo di acqua è consentita dalla normativa vigente in tutto il territorio provinciale, nel rispetto del D.Lgs. n. 22 dell'11/02/2010. La centrale geotermica in progetto prevede la realizzazione di un impianto a sonde geotermica senza prelievo di risorsa, quindi risulta essere coerente con le disposizioni del Piano.



**LEGENDA**

-  Area di impianto agrivoltaico
-  Area di impianto geotermico
-  Polo tecnologico
-  Cunicolo tecnologico
-  Confine comunale
-  Area depressa – art.16
-  Rilevanza fenomeno della subsidenza da alta ad altissima (isoipsa 1 m slm)
-  Paleoalveo

L'analisi della tavola 4.2 "Sistema insediativo - infrastrutturale" non ha mostrato elementi ostativi alla realizzazione del progetto, mentre la Tavola 5.2 "Sistema del paesaggio" mostra che l'area di progetto appartiene al paesaggio rurale, per il quale non emergono particolari disposizioni. In conclusione, l'analisi del PTG della città metropolitana di Venezia non ha mostrato elementi ostativi alla realizzazione del progetto.

**5.6.2.5 Vincoli in Rete**

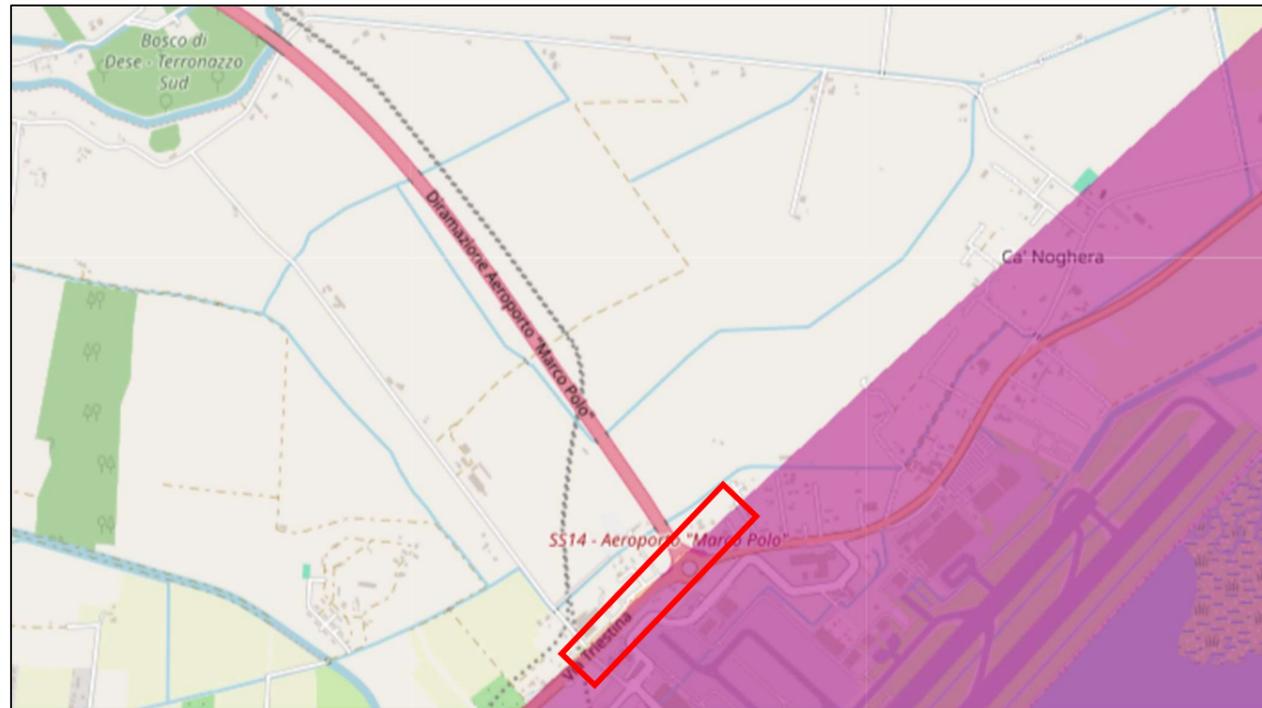
Si riporta un estratto della cartografia relativa ai beni culturali (architettonici e archeologici) disponibile sul portale WebGIS "Vincoli in Rete" predisposto a cura del Ministero della Cultura: l'area oggetto del progetto in esame non intercetta alcun bene culturale, solamente parte del tracciato del cunicolo tecnologico ricade nella perimetrazione dell'area dei Beni Archeologici di interesse culturale non verificato.



**Legenda**

-  Area di intervento
-  Beni Archeologici di interesse culturale non verificato
-  Limite amministrativo comunale

Andando ad analizzare il sistema SITAP web-gis della Direzione generale per il paesaggio, le belle arti, l'architettura e l'arte contemporanee finalizzato alla gestione, consultazione e condivisione delle informazioni relative alle aree vincolate ai sensi della vigente normativa in materia di tutela paesaggistica, emerge che parte del tracciato del cunicolo tecnologico rientra nell'area (rappresentata dal colore viola nell'immagine di seguito) soggetta a vincolo paesaggistico secondo art. 136 e 157 del D.Lgs. 42/2004.

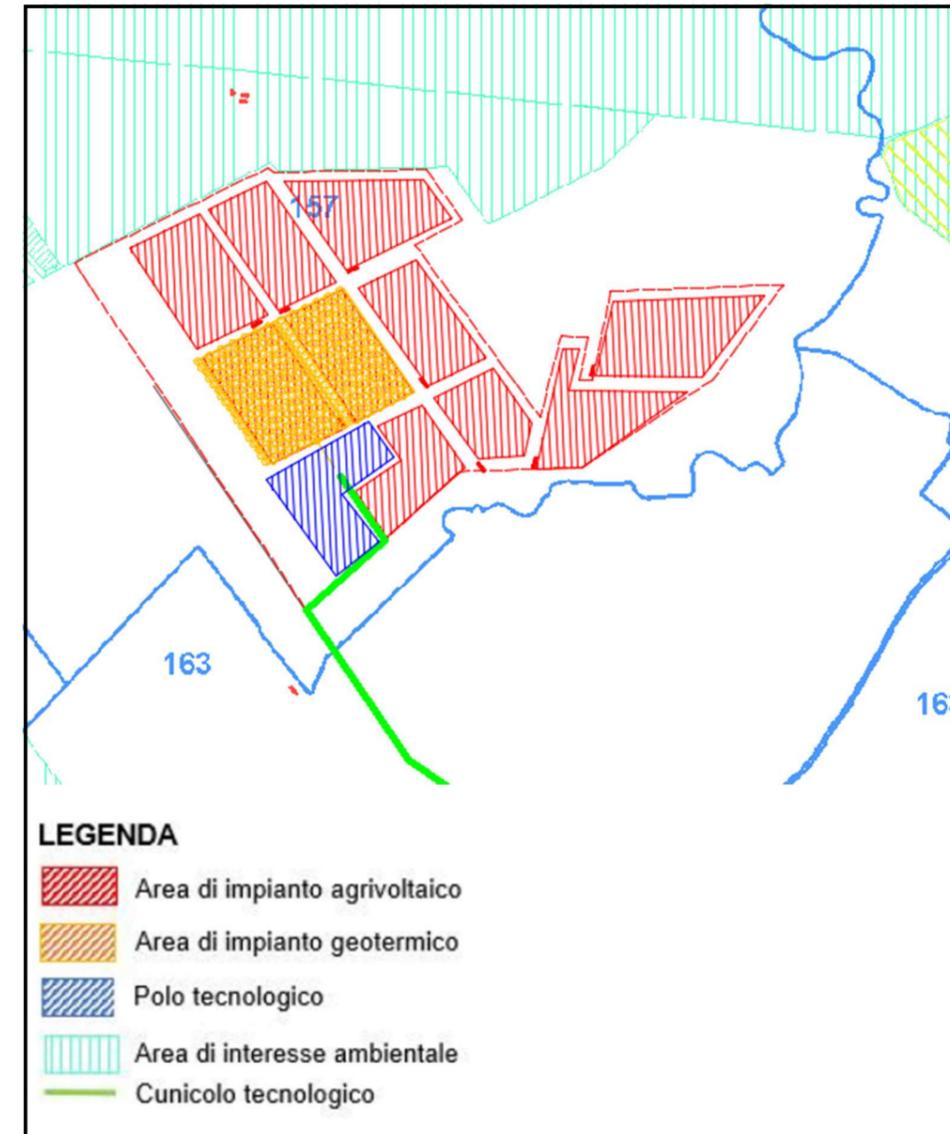


 Area interessata da una porzione del cunicolo tecnologico

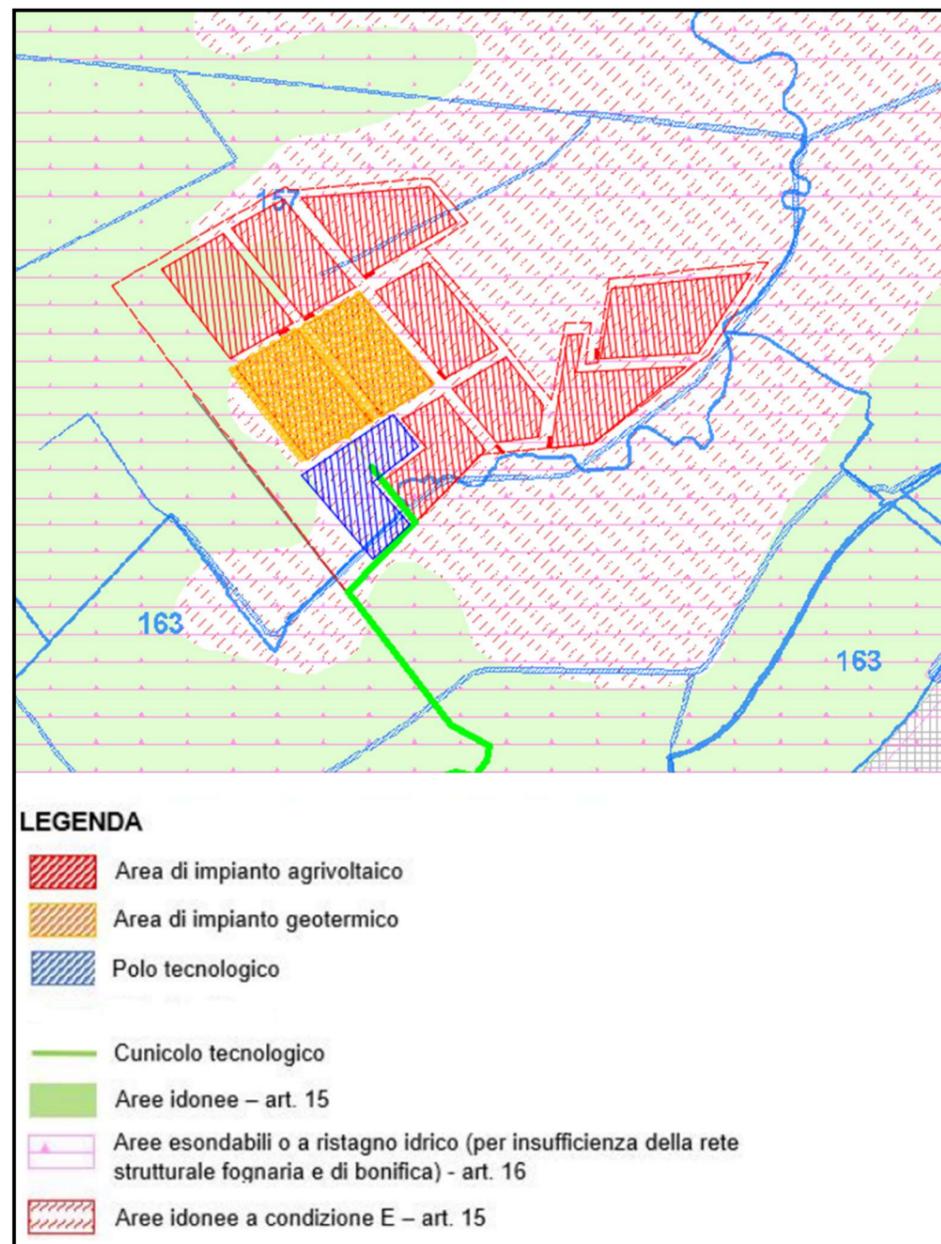
### 5.6.3 Pianificazione locale

#### 5.6.3.1 Piano di Assetto Territoriale del Comune di Venezia PAT

Dalla consultazione della Tavola 2.2 "Carta delle invariati", di cui si riporta un estratto in figura, emerge che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico e geotermico è esterna alle aree individuate d'interesse ambientale.



La Figura riporta un estratto della Tavola 3.2 "Carta della Fragilità" in cui viene individuata la compatibilità idrogeologica delle aree. L'area di progetto ricade, in parte, nelle aree idonee e in parte in aree idonee a condizione E (articolo 15 delle Norme di attuazione che rimanda all'Allegato B delle stesse norme); inoltre, gli interventi ricadono in aree esondabili o a ristagno idrico per quanto riguarda il dissesto idrogeologico (art. 16). Quando le Aree Idonee si presentano sovrapposte con le aree esondabili o a ristagno idrico devono essere ritenute valide le specifiche tecniche, a carattere idraulico, stabilite nell' articolo 16 e le relative prescrizioni.



In conclusione, dall'analisi del Piano di Assetto Territoriale non emergono particolari criticità che rappresentano un ostacolo all'installazione dell'impianto fotovoltaico e geotermico nel sito di interesse; tuttavia, l'area è interessata da rischio idrogeologico e quindi è necessario predisporre una valutazione di compatibilità idraulica del progetto. Per quanto riguarda le opere di connessione queste saranno realizzate tramite cavidotti sotterranei e quindi non andranno ad interferire in alcun modo con gli aspetti ambientali e paesaggistici oggetto di tutela e valorizzazione.

### 5.6.3.2 Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni (PGRA) del Distretto Idrografico delle Alpi Orientali

In riferimento al PGRA, aggiornato al dicembre 2021, l'area interessata dagli interventi in progetto ricade in una zona a pericolosità moderata (P1), disciplinata dall'art. 14 delle norme tecniche di attuazione del PGRA che riporta tutti gli interventi consentiti, con riferimento agli articoli 12 e 13 del medesimo documento. Tra gli interventi ammessi vengono riportati la realizzazione delle opere di raccolta, regolazione, trattamento, presa e restituzione dell'acqua (art. 12, comma 1 lett.f), gli interventi necessari all'efficientamento energetico purché realizzati mediante soluzioni tecniche e costruttive funzionali a minimizzarne la vulnerabilità (art. 12, comma 2) e gli interventi di ristrutturazione edilizia di edifici (art 14 comma 1); inoltre, gli interventi/trasformazioni di natura urbanistica ed edilizia che comportano la realizzazione di nuovi edifici, opere pubbliche o di interesse pubblico ed infrastrutture, posso essere realizzati se collocati ad una quota di sicurezza idraulica pari al almeno 0,5 metri sopra il piano campagna. Per tali interventi non è necessaria la verifica di compatibilità idraulica perché l'area in esame ricade in un'area a rischio specifico moderato R1. La verifica di compatibilità idraulica sarà comunque necessaria alla luce di quanto emerso dal PAT.

### 5.6.3.3 Piano Regolatore Generale (PRG) Comunale di Venezia e Variante per la Terraferma

Dall'analisi della tavola "zonizzazione" della Variante del PRG risulta che l'area di progetto ricade in una Zona classificata "E2.1 – Zona Agricola Estensiva", disciplinata dall' articolo 39 delle Norme di Attuazione; tale articolo al comma 1 definisce le Zone territoriali omogenee di tipo "E" come zone agricole di primaria importanza per la funzione agricolo-produttiva.

Il medesimo articolo al comma 3, punto 1, lettera q) riporta tutti gli interventi ammessi in zona nelle zone agricole: la realizzazione di impianti fotovoltaici è ammessa per potenze elettriche pari a quelle già installate ad uso privato e comunque non superiore ai 20 kW, quindi, da quanto emerge dall'analisi della normativa l'installazione di un impianto fotovoltaico non sembra essere possibile nelle zone agricole.

Tuttavia, si fa presente che la Regione Veneto, in conformità al D.Lgs. 387/2003 e al D.M. del 10 settembre 2010, al fine di preservare il suolo agricolo quale risorsa limitata e non rinnovabile, con la L.R. 17/2022 ha individuato le aree con indicatori di presuntiva non idoneità e di idoneità; tra quest'ultime rientrano le zone classificate agricole con soluzione impiantistica di tipo agrovoltaico (di cui all'art. 2, comma 1, lettera a), punto 2 delle L.R 17/2022) il cui progetto dovrà essere corredato con una relazione agronomica.

Gli articoli 39 e 40 delle Norme del PRG, oltre a disciplinare gli interventi ammessi nelle zone agricole, dettano anche i criteri riguardanti l'edificabilità in tali zone: nelle zone agricole E2 sono ammessi interventi di nuova edificazione di abitazioni funzionali alle esigenze degli addetti all'agricoltura o di annessi rustici. Per tale ragione la realizzazione del polo tecnologico non risulta essere direttamente consentita dalla normativa: tuttavia il polo tecnologico si configura come una infrastruttura necessaria alla realizzazione del Master Plan Transizione Energetica, che può essere intesa come un'opera di pubblica utilità, necessaria al fine dello sviluppo della Transizione Energetica e dell'efficientamento energetico dell'Aeroporto di Venezia. Dunque, se il progetto

ottiene la dichiarazione di pubblica utilità, non si ravvisano elementi ostativi alla realizzazione del progetto.

archeologica poiché l'opera intercetta la strada romana "Via Annia" soggetta a tutela paesaggistica, come anche l'area che comprende il sedime dell'aeroporto, secondo D.Lgs. 42/2004.

#### 5.6.4 Ente Nazionale per l'Aviazione Civile (ENAC)

Il Comune di Venezia, con Decreto Dirigenziale n. 006/CIA del 19/10/2012, ha approvato definitivamente le mappe di vincolo relative agli ostacoli ed ai pericoli per la navigazione aerea. L'analisi della mappa di inquadramento P01 mostra che l'area di progetto è soggetta a limitazione per la realizzazione di manufatti riflettenti, campi fotovoltaici, ciminiere, antenne e apparati radioelettrici irradianti.

Nello specifico viene indicato che per impianti con potenza superiore a 1000kW e con finiture riflettenti e per i campi fotovoltaici di dimensione complessiva superiore a 500 mq, su manufatto ed a terra, bisogna presentare ad ENAC uno studio di impatto del fenomeno di riflessione/ valutazione d'impatto visivo.

#### 5.6.5 Conclusioni

Dalle analisi effettuate non sono emerse particolari criticità, ma si vogliono segnalare i seguenti elementi di approfondimento:

- L'area di studio è soggetta a dissesto idrogeologico (aree esondabili o a ristagno idrico): tale fattore rappresenta un criterio di presuntiva non idoneità da tenere in considerazione durante la procedura autorizzativa e di valutazione dell'impatto ambientale, in particolare si rende necessaria una valutazione di compatibilità idraulica al fine di verificare l'impatto del progetto sulla situazione idrogeologica.
- La realizzazione di un impianto agri-fotovoltaico in area agricola deve essere corredata dalla relazione agronomica, asservata da un tecnico abilitato.
- Il PRG del Comune di Venezia, ancora vigente fino all'approvazione del P.I. per le parti non in contrasto con il PAT approvato, ammette la realizzazione di interventi di natura produttiva come il polo tecnologico a condizione che ne sia ottenuta la dichiarazione di pubblica utilità.
- L'installazione di impianti all'interno delle aree di vincolo per la navigazione aerea prevede una valutazione dell'impatto visivo da presentare ad ENAC.
- Per quanto riguarda la realizzazione di edifici e della cabina di alta tensione su zona classificata come agricola estensiva bisognerà richiedere permesso idoneo a costruire ed approfondirne il tema in fase esecutiva.
- Infine, la realizzazione del cunicolo tecnologico di connessione tra il polo tecnologico e l'aeroporto è subordinata alla redazione di una relazione archeologica preventiva ed, in fase realizzativa, all'esecuzione di sondaggi preliminari in accordo con la competente Soprintendenza