



PROVINCIA DI ASTI

"Progetto pilota di HYDROGEN COMMUNITY a San Marzanotto (AT)" CIG: Z423BB9609



Fondazione
Compagnia
di San Paolo

Programma "Next Generation We"
seconda edizione

GRUPPO DI LAVORO:

Arch. Elisabetta Tovo-Coordinatrice
Ing. Alberto Arditì
Arch. Giovanni Currado
Avv. Laura Formentin
Avv. Fabrizio Colasurdo
Ing. Massimo Infanti
Dott. Claudia Corsi
Dott. Valentina Cerigo
Dott. Morena Bramato

APRILE 2024

RELAZIONE DI PROGETTO



Indice dei contenuti

1	Introduzione	4
1.1	Quadro di riferimento locale	7
1.2	Il progetto GreAT!	8
1.3	Hydrogen Valley vs. Hydrogen Community	9
2	Il gruppo di lavoro e le attività svolte	11
3	Abstract dell’iniziativa	17
4	Interazione del progetto con il progetto di mobilità sostenibile	19
5	Analisi del contesto.....	22
6	Declinazione del progetto e fattori considerati.....	26
7	Individuazione dell’area di intervento: analisi delle alternative	30
8	Due diligence sull’area di San Marzanotto, frazione di Asti.....	32
8.1	Procedimenti tecnico-amministrativi di riferimento	32
8.2	Contesto idrogeologico e criticità associate.....	34
8.3	Paesaggistica e habitat	40
8.4	Conclusioni.....	48
8.5	Allegati	50
9	Due diligence sull’area P.I.P di Quarto, frazione di Asti.....	61
9.1	Procedimenti tecnico-amministrativi di riferimento e verifica di fattibilità	61
9.2	Impianto di produzione di idrogeno elettrolitico	62
9.3	Contesto idrogeologico.....	63
9.4	Verifica urbanistica	67
9.5	Conclusioni.....	73
9.6	Allegati	74
10	La filiera dell’idrogeno verde	83
10.1	Fonti rinnovabili.....	85
10.2	Produzione e stoccaggio dell’idrogeno verde	88
10.3	Distribuzione.....	90
11	Ipotesi di dimensionamento degli impianti all’interno dell’area P.I.P	91
11.1	Quantificazione dei fabbisogni di idrogeno e di energia elettrica.....	92
11.1.1	Quantificazione dei fabbisogni per la condizione minima	92
11.1.2	Quantificazione dei fabbisogni per la condizione massima	93
11.2	Dimensionamento dell’elettrolizzatore e dei dispositivi di stoccaggio dell’idrogeno	94
11.3	Scelta e dimensionamento degli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili	98
11.3.1	Impianti fotovoltaici.....	100
11.3.2	Impianti idroelettrici	101
11.3.3	Impianto a biomasse	104
12	Stima sommaria dei costi dell’iniziativa.....	108
13	Fasi attuative del progetto: i possibili step	110
13.1	Primo step – configurazione minima iniziale – tratta Alba – Asti (16 corse giornaliere)	112
13.2	Secondo step – tratte Alba – Asti ed Asti – Casale (16 corse giornaliere).....	115



13.3	Terzo step – tratte Alba – Asti, Asti – Casale e Casale – Mortara (16 corse giornaliere)	116
13.4	Condizione massima – tratte Alba – Asti, Asti – Casale, Casale – Mortara	117
14	Uno zoom sulla fase di transizione	119
14.1	Tecnologie di trasformazione attualmente disponibili	120
15	Inquadramento giuridico	122
15.1	Inquadramento generale	122
15.2	Inquadramento normativo	123
15.3	Caratteristiche dell'attività	127
15.4	Scenari progressivi	128
15.5	Condizioni iniziali (fase zero)	129
15.6	Scenario n. 1 (minimo)	131
15.7	Scenario n. 2 (evoluto)	133
15.8	Scenario n. 3 (diffuso)	135
15.9	Partenariato pubblico-privato	135
16	Possibile ruolo degli stakeholders nella Hydrogen Community	138
17	Modalità di coinvolgimento della Comunità e azioni di Progettazione Partecipata	140
17.1	FASE 1. Mappatura degli attori della rete	140
17.2	FASE 2. Gruppo Ristretto di Progettazione - Partnership	141
17.3	FASE 3. Apertura a soggetti terzi (aziende del territorio)	142
17.4	FASE 4. Progettazione partecipata indirizzata alla Comunità - Partecipazione Civica	143
18	Analisi SWOT dell'idea di progetto	145
19	Conclusioni	150

Indice delle tavole grafiche

- **TAV 01.** Planimetria generale - scala 1:10000
- **TAV 02.** Layout di progetto area PIP - scala 1:2000
- **TAV 03.** Schema impianto idroelettrico - scala 1:200 - elaborato progettuale
- **TAV 04.** Schema impianto idroelettrico - documentazione fotografica
- **TAV 05.** Schema impianto fotovoltaico - elaborato progettuale
- **TAV 06.** Schema impianto fotovoltaico - documentazione fotografica
- **TAV 07.** Schema impianto biomasse - scala 1:200 - elaborato progettuale
- **TAV 08.** Schema impianto biomasse - scala 1:500 - planimetria generale e vista 3D
- **TAV 09.** Schema impianto idrogeno - scala 1:500 - elaborato progettuale e documentazione fotografica
- **TAV 10.** Schema cabina di consegna - scala 1:50 - elaborato progettuale
- **TAV 11.** Schema cabina di consegna - documentazione fotografica
- **TAV 12.** Schema sottostazione 20kv - scala 1:100 - elaborato progettuale
- **TAV 13.** Schema sottostazione 20kv - documentazione fotografica



1 Introduzione

Con l'adozione dell'Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile, il 25 settembre del 2015 da parte dell'Assemblea Generale delle Nazioni Unite, si è avviato un processo che ha coinvolto tutti i livelli istituzionali, dall'Europa alla scala locale. Da quel momento, 193 Paesi, tra cui l'Italia, si sono impegnati ad assumere come quadro di riferimento i 17 obiettivi dell'Agenda 2030 (Sustainable Development Goals – SDGs) per armonizzare la crescita economica, l'inclusione sociale e la tutela dell'ambiente.

L'Europa assume nel Green Deal del 2019 gli obiettivi di Agenda 2030. Il Green Deal è la "tabella di marcia" dell'Europa per rendere sostenibile l'economia. Il Green Deal si fonda infatti sulla priorità di *"trasformare l'UE in una società giusta e prospera, dotata di un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra e in cui la crescita economica sarà dissociata dall'uso delle risorse"*.



L'Italia ha una propria Strategia per lo Sviluppo Sostenibile a cui le Regioni e le Città Metropolitane devono far riferimento. Nel nostro Paese il principale strumento di attuazione dell'Agenda 2030 è costituito dalla Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile – SNSvS, approvata dal Comitato interministeriale per la programmazione economica e lo Sviluppo Sostenibile (CIPESS) il 22 dicembre 2017, nella quale sono definite le linee direttrici delle politiche economiche, sociali e ambientali finalizzate a raggiungere gli SDGs entro il 2030.

La Strategia contiene una serie di scelte strategiche e obiettivi nazionali articolati all'interno di cinque aree speculari a quelle degli SGD (Persone, Pianeta, Pace, Prosperità, Partnership).

Il coordinamento delle azioni e delle politiche inerenti all'attuazione della Strategia è esercitato dalla Presidenza del Consiglio dei ministri, in raccordo con il Ministero per la Transizione Ecologica (MiTE) e con il Ministero degli affari esteri e della cooperazione internazionale.

In concomitanza alla costruzione della Strategia, sono stati definiti i contenuti del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) che, in sinergia con le risorse della programmazione europea, delineano la programmazione delle risorse necessarie al finanziamento di progetti strategici per lo sviluppo del territorio del prossimo decennio.

La Regione Piemonte ha avviato i lavori per la costruzione della propria Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile - SRSvS nel 2018. Agli indirizzi strategici di sviluppo sostenibile, si collegano le indicazioni per la programmazione economica e finanziaria regionale del Documento di Economia e Finanza Regionale (DEFER) e la programmazione dei Fondi Strutturali contenuta nel DSU - Documento Strategico Unitario - approvato nel settembre 2021 - in cui sono state individuate le linee di intervento prioritarie per l'utilizzo delle risorse comunitarie 2021-2027.

La SNSvS della Regione Piemonte, volta all'attuazione della Strategia Nazionale di Sviluppo Sostenibile, ha individuato 7 Macro Aree Strategiche (MAS) per individuare obiettivi, metodi e strumenti in grado di attuare l'auspicata transizione da tutti i punti di vista: ecologico, sociale ed economico.

Le Macro Aree Strategiche che interessano il progetto di Hydrogen Community sono le prime 5:

- MAS 1: Accompagnare la transizione del sistema produttivo piemontese verso un modello in grado di coniugare competitività e sostenibilità
- MAS 2: Favorire la transizione energetica, l'adattamento e la mitigazione degli effetti del cambiamento climatico
- MAS 3: Curare il patrimonio culturale e ambientale e la resilienza dei territori
- MAS 4: Sostenere la qualificazione professionale e le nuove professionalità per la Green Economy e lo sviluppo sostenibile
- MAS 5: Sostenere lo sviluppo e il benessere fisico e psicologico delle persone



È all'interno di questo quadro che Provincia e Comune di Asti intendono operare. Le strategie sono già state elaborate prima a livello europeo, poi nazionale e regionale. Alla scala territoriale locale spetta il non semplice compito di applicarle concretamente evitando un approccio settoriale, mettendo a sistema il lavoro già svolto e pianificando gli step successivi.



Si deve inoltre citare l'importante evoluzione in atto nella Regione a proposito dell'utilizzo dell'idrogeno, ambito nel quale il Piemonte può contare su filiere industriali in comparti rilevanti - dal settore automotive a quello ferroviario, dall'energia ai servizi di pubblica utilità fino all'aerospazio- con leader industriali nonché PMI in grado di giocare un ruolo, non solo locale, nel momento in cui le tecnologie dell'idrogeno si affermeranno in modo significativo attraverso le competenze scientifiche di eccellenza nell'ambito degli atenei piemontesi e gli asset significativi per il trasferimento tecnologico e l'animazione del sistema. L'introduzione del vettore idrogeno nel sistema energetico, industriale e dei trasporti potrà quindi porsi come occasione di miglioramento di competitività del territorio, consolidando la leadership che l'eco-sistema regionale ha saputo costruire su questo tema e qualificare il Piemonte come area di eccellenza per lo sviluppo delle tecnologie individuate come strategiche nella pianificazione nazionale e comunitaria.

Attenzione particolare è stata posta alla sfida della mobilità sostenibile, tenendo in conto sia la direttrice dell'elettrificazione che quella dello sviluppo di filiere basate su nuovi vettori energetici, in particolare l'idrogeno, e del profondo impatto che tale transizione energetica - combinata con quella digitale - avrà sul comparto del automotive a scala europea, nazionale e regionale.

È qui opportuno richiamare gli asset scientifici e tecnologici costituiti e costituendi, dal CIM 4.0 al Manufacturing Technology Center, alla Cittadella dell'Aerospazio, nonché

I soggetti, quali i Poli di innovazione, in grado di aggregare imprese sia a livello regionale che nazionale su iniziative di ricerca e innovazione caratterizzate da approcci di filiera.

1.1 Quadro di riferimento locale

Negli ultimi decenni i territori più competitivi, e in particolare i grandi sistemi metropolitani, le cosiddette *global cities*, si sono progressivamente decontestualizzate rispetto all'economia nazionale, riposizionandosi in reti di flussi globali e assumendo funzioni centrali di gestione e controllo delle reti economiche grazie alla presenza di conoscenze e servizi avanzati necessari per la competitività delle imprese.

Questo ha avuto come conseguenza il sorgere di nuove aree di marginalità nei territori meno connessi che ad oggi risultano mancare della capacità di attrarre lavoratori della conoscenza e infrastrutture avanzate industriali, di trasporti e di comunicazione adeguati. Le prospettive di crescita evolutiva dei luoghi dipendono da fattori economici e organizzativi che lo Stato riesce sempre meno a controllare: queste dinamiche hanno messo in crisi le forme di redistribuzione spaziale attuate, generando forti differenze nella qualità di molti servizi.



Eppure, nelle città medie come Asti risiede il 54% della popolazione nazionale. Le città medie possono e devono riuscire a costituire parte integrante di un sistema: le loro offerte di servizi per i residenti e per le imprese possono andare ad integrare quelle delle grandi città, e contribuire a comporre uno scenario policentrico in cui la competizione

territoriale è mitigata da una divisione del lavoro tra poli metropolitani, poli urbani e sistemi produttivi locali.

Al fine di creare le condizioni che consentano alle piccole città di competere nel nuovo scenario, condizione indispensabile - ma non sufficiente - risiede nel garantire la loro accessibilità ai flussi materiali (infrastrutture viarie e ferroviarie). Parallelamente, occorre altresì mettere le città nelle condizioni di costruire e valorizzare i propri specifici punti di forza e di collaborare le une con le altre per ridurre la competizione e redistribuire in modo equo le risorse.

Nei territori, quelli meno densamente popolati, meno ricchi o più marginali rispetto ai grandi flussi di persone, di merci e di informazioni, è necessaria una maggiore autonomia delle città nella definizione dei propri percorsi di sviluppo: l'autonomia sostanziale che può nascere solo sulla base di una cultura delle reti che consenta alle pubbliche amministrazioni locali di avviare collaborazioni strutturali tra loro e con gli attori privati del territorio così da mettere a sistema le conoscenze, le intelligenze e le risorse necessarie per avviare strategie sostenibili e coraggiose.

In quest'ottica, la programmazione Europea 2021-2027 e il programma di investimenti Next Generation EU (per l'Italia il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza - PNRR) costituiscono un'opportunità irripetibile per il territorio, a condizione che venga elaborato un modus operandi in grado di gestire l'insieme complesso degli interventi e delle politiche necessarie al suo sviluppo.

1.2 Il progetto GreAT!

Al fine di dare il proprio contributo di area vasta, la Provincia di Asti nel 2020 ha avviato un percorso denominato "GreAT", ovvero un percorso di pianificazione e progettazione territoriale finalizzato alla redazione di un piano di sviluppo del proprio territorio.

Il titolo "GreAT" è un acronimo:

G come Green

R come resiliente

E come energetica

AT come Provincia di Asti

Il progetto di Hydrogen Community riguarda il primo degli ambiti di intervento individuati, ovvero quello della Transizione Energetica. La Provincia di Asti si pone quindi



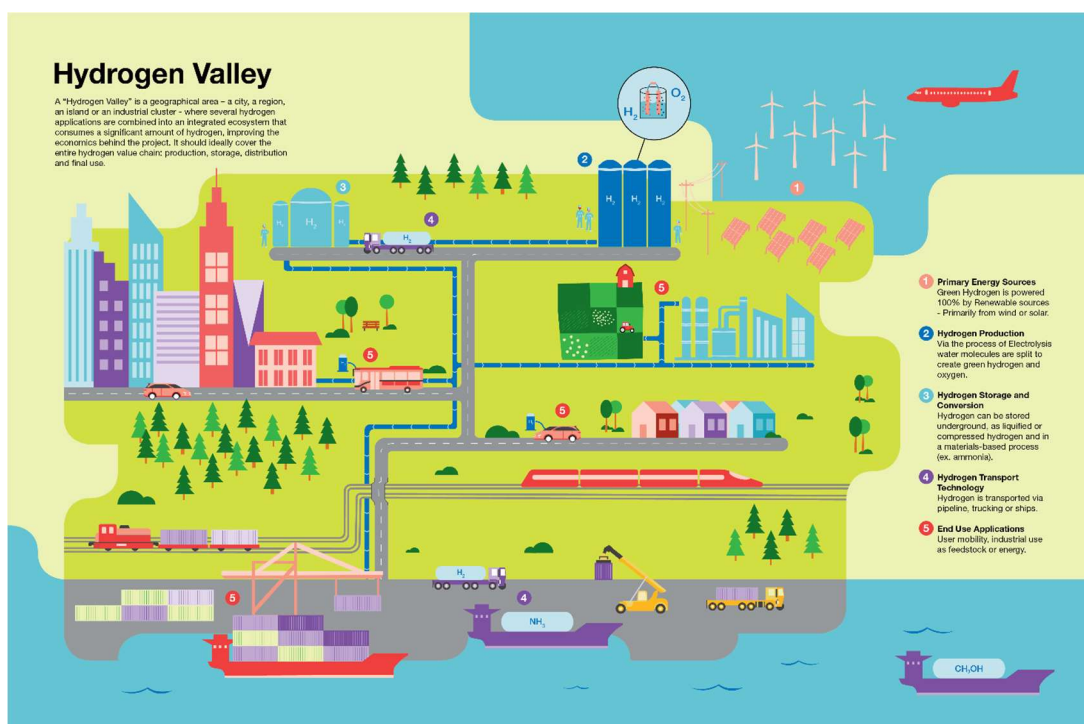
come obiettivo primario quello di aumentare la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, utilizzando la transizione come volano di sviluppo per l'economia del territorio.

L'idea progettuale di Hydrogen Community costituisce la "spina dorsale" del progetto GreAT! e si basa su due assi principali: la mobilità sostenibile e la produzione e l'utilizzo dell'idrogeno verde come vettore energetico.

1.3 Hydrogen Valley vs. Hydrogen Community

La Hydrogen Valley, o Valle dell'Idrogeno, è un concetto che indica un luogo fisico dove viene prodotto, stoccato, trasportato e utilizzato idrogeno quale combustibile di nuova generazione.

Si parla di Valle perché si intende un sito di ingenti dimensioni. Questo perché per ragioni tecniche di contenimento e gestione dell'idrogeno sono preferibili siti di grandi dimensioni, siccome il modo più efficiente per immagazzinare l'idrogeno è comprimerlo a 70 MPa. È lo stesso motivo per cui l'idrogeno è adatto ad un autobus, un treno o una nave, ma è sconveniente per una piccola automobile. Per evitare confusione è opportuno sottolineare che l'idrogeno non è una fonte energetica ma un vettore di energia, e quindi va abbinato ad altre fonti rinnovabili.



L'Italia ha deciso di puntare su una decina di progetti, incardinati nel PNRR. Nello specifico, il nostro paese ha deciso di puntare su zone industriali dismesse, già connesse alla rete elettrica e alla rete del gas, riconvertendole in Hydrogen Valleys. L'idea è quella di utilizzare l'energia prodotta da fonti rinnovabili per alimentare elettrolizzatori che scinderanno l'acqua in ossigeno e idrogeno gassosi. A quel punto l'idrogeno potrà essere distribuito ai sistemi di alimentazione dei mezzi adibiti ai trasporti appositamente predisposti (miscela combustibile/motore termico o celle a combustibile/alimentazione elettrica) oppure immesso nella rete del gas, miscelandolo con il metano in rapporto fino al 20%.

Sintetizzando, sono 4 le caratteristiche fondamentali di una Hydrogen Valley:

- 1) La grande scala. Hubs di dimensioni e potenzialità considerevoli per poter produrre e distribuire idrogeno su grande scala.
- 2) Area geografica ben definita. Una Hydrogen Valley serve un'area ben definita, con le sue caratteristiche civili e industriali tipiche.
- 3) Value chain distribuita sull'intera filiera. Una Valle dell'Idrogeno non si limita a produrre idrogeno, ma ne comprende lo stoccaggio e la distribuzione financo al suo utilizzo.
- 4) Usi finali multipli. L'idrogeno può essere destinato a vari usi, dai trasporti alle industrie. Lo scopo dei progetti italiani è quello di promuovere l'utilizzo di idrogeno nell'industria e nel trasporto locale, sfruttare gli spazi industriali abbandonati e aumentare la quota di energie rinnovabili prodotte in Italia.

La strategia energetica europea, tuttavia, non prevede solo la creazione di HV di grande scala ma punta altrettanto sulle SMALL SCALE HYDROGEN VALLEYS per tutelare i territori a valenza paesaggistica ed evitare la creazione di nuovi ecomostri.

La nostra Provincia fa parte del sistema delle colline centrali del Piemonte ed è patrimonio UNESCO: uno sviluppo sostenibile non può e non deve attuarsi a discapito del proprio pregio universalmente riconosciuto.

È in questo contesto che si inserisce il progetto di Hydrogen Community, volutamente non chiamata Hydrogen Valley. Si è preferito parlare di "comunità" in quanto l'area individuata non è una grande distesa territoriale isolata ma, pur essendo di dimensioni ragguardevoli, è parte del centro abitato (urbanisticamente parlando) del capoluogo provinciale con il quale non potrà non esserci una stretta relazione.



2 Il gruppo di lavoro e le attività svolte

A causa della complessità delle tematiche trattate, la Provincia di Asti ha messo insieme un folto e qualificato numero di professionalità. Qui di seguito, in ordine alfabetico, l'elenco dei professionisti che su incarico della Provincia di Asti hanno partecipato al lavoro:

- Alberto Arditi

Ingegnere civile libero professionista e imprenditore specializzato nella progettazione, realizzazione e gestione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolare idroelettrici e fotovoltaici.

- Claudia Corsi

Laureata in Geografia e Management Spaziale presso l'Università degli Studi di Firenze. All'interno di MobilitySquare si occupa di Mobility Management, in particolare delle analisi di accessibilità territoriali tramite GIS. All'interno del progetto Hydrogen Community ha lavorato nell'ambito della Progettazione Partecipata.

- Giovanni Currado

- Architetto consulente e redattore di progetti e studi di fattibilità di sistemi di trasporto passeggeri e merci a scala territoriale, studi del traffico e mobilità, piani di sicurezza stradale e Bandi Europei di finanziamento. Relatore a conferenze sui temi delle infrastrutture e della pianificazione dei trasporti. Da maggio 2014 sino al 2018 ha fatto parte degli Esperti dell'Autorità di Regolazione dei Trasporti con profilo Tecnico-ingegneristico. Dal 2016 al 2019 è stato nominato Amministratore Unico dal Comune di Torino in Infratrasporti.TO srl, società partecipata per la realizzazione della rete metropolitana di Torino.

- Laura Formentin

Avvocato, cofondatrice dello studio Finocchiaro Formentin Saracco e Partner di Torino. Specializzata in diritto amministrativo, vanta una lunga esperienza in materia di contrattualistica pubblica e procedure di affidamento al partenariato pubblico e privato, urbanistica, edilizia, diritto dell'ambiente, contabilità pubblica, responsabilità contabile-amministrativa, pubblico impiego e procedure di finanziamento pubblico alle imprese.

- Massimo Infanti

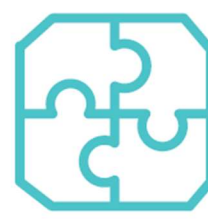
Ingegnere informatico con la specializzazione in urbanistica e trasporti, appassionato del mondo digital. Vanta esperienza in Microsoft Italia e



Clickmobility (portale italiano della Mobilità e del trasporto passeggeri). Ha ottenuto l'attestato di Mobility Manager nel 2001 da Euromobility e oggi è Presidente dell'Associazione Mobility Manager Italia. Fondatore di iMpronta che si occupa di ambiente e sviluppo sostenibile. Attualmente anche CEO di MobilitySquare, una start up (ora impresa) che si occupa di Mobility Management, Servizi a Chiamata e Progettazione Partecipata.

- Elisabetta Tovo - GAP Studio - Coordinatrice

Incaricata nel 2020 dalla Provincia di Asti per la redazione del progetto GreAT (percorso di pianificazione e progettazione territoriale finalizzato alla redazione di un piano di sviluppo continuo della Provincia), Architetto libero professionista con specializzazione in lavori pubblici, progetti di rigenerazione urbana e restauro di edifici sottoposti a vincolo di notevole interesse artistico e storico.



I suddetti professionisti si sono potuti avvalere dell'importante contributo dei vari uffici e settori interni all'Amministrazione Provinciale (urbanistica, mobilità, ambiente, attività economiche), in particolare nelle persone dell'attuale Dirigente alla Pianificazione Dott. Edoardo Tobaldo, della dottoressa Valentina Cerigo e della dottoressa Morena Bramato, oltre che di un tecnico esterno esperto in materia di pianificazione territoriale e valutazione ambientale strategica nella persona dell'Ing. Elio Morino, al fine di costituire un gruppo interdisciplinare di lavoro capace di individuare le azioni da realizzare con i relativi costi economici e ambientali nonché di gestire i processi di partecipazione.

In aggiunta ai suddetti professionisti, il progetto ha potuto avvalersi della consulenza del team di esperti PNRR incaricati dalla Regione Piemonte. Il gruppo, attraverso la partecipazione a tutti gli incontri, la redazione di relazioni specifiche ed il confronto continuo con i tecnici incaricati, ha fornito un contributo prezioso allo svolgimento dell'incarico.



Qui di seguito i nominativi e le qualifiche degli esperti regionali:

- Elena Carmagnani – Architetto – Referente territoriale
- Elena Fuso – Esperto Ingegnere energetico
- Giuseppe d’Angella – Esperto Ingegnere chimico, energetico e ambientale
- Lucia Franzese – Esperto legale, Avvocato
- Marcello Bonini – Esperto Geologo

Per quanto concerne le attività svolte, a partire dall’autunno 2023 fino a marzo 2024 si sono tenute riunioni periodiche quindicinali a cui hanno partecipato una molteplicità di stakeholders. In particolare, vi sono stati incontri – in presenza e/o virtuali – con:

- Settore Competitività della Regione Piemonte (Tiziana dell’Olmo)
- Settore Energia della Regione Piemonte (Filippo Baretto)
- Settore Interventi per la logistica e i trasporti (Ing. Gianluigi Berrone, Daniele Caffarengo)
- Settore Pianificazione del Comune di Asti (Arch. Marco Montrucchio)
- Sindaco e Presidente della Provincia di Asti (Dott. Maurizio Rasero)
- Assessore alla pianificazione e all’urbanistica del Comune di Asti (Dott. Monica Amasio)
- Rete Ferroviaria Italiana S.p.a. Direzione Strategie e Pianificazione Sviluppo Infrastrutture Area Nord Ovest (Michele Rabino, Massimiliano Toti, Ernesto Vizza, Valerio Operti)
- Ferrovie Nord Milano (Chief Strategy Officer dott. Stefano Erba e suoi collaboratori)
- SOL s.p.a. Azienda che si occupa di produzione, ricerca applicata e commercializzazione di gas tecnici.
- ASP Asti Servizi Pubblici S.p.A., multiutility che opera in vari ambiti, tra cui trasporti e mobilità, nella città di Asti e in numerosi altri comuni. È una società per azioni costituita da Comune di Asti (55%) e NOS Nord Ovest Servizi SPA (45%)

Nel corso dello svolgimento del progetto, inoltre, sono stati effettuati i seguenti sopralluoghi:

- Aree inizialmente individuate come sede di intervento presso la frazione di San Marzanotto (AT);
- Vetriere O-I Italy spa, una multinazionale di un settore hard-to-abate con sede nell’area PIP di Asti, alla presenza del Plant Manager dott. Stefano Palladino;



-
- Area PIP del Comune di Asti individuata come nuova sede oggetto di intervento;
 - Sede Alstom di Savigliano (CN). L'Alstom è un gruppo industriale francese che opera nel settore della costruzione di treni e infrastrutture ferroviarie, al quale è stato commissionato, da parte di Trenord e Ferrovie nord Milano (Fnm), il primo treno a idrogeno in Italia. Il treno andrà a coprire la tratta Brescia-Iseo-Edolo, entrando in servizio tra la fine del 2024 e l'inizio del 2025;
 - Holdim Group di Serralunga di Crea. L'azienda piemontese opera nell'ambito dei carburanti alternativi e delle energie rinnovabili sviluppando componenti per l'automotive sostenibile;

Il progetto presentato, pertanto, è il frutto di un serrato confronto e dell'interazione tra i professionisti incaricati e tutti gli enti/persone suddetti, così come dettagliato nei capitoli successivi.



Immagini della visita alla sede ALSTOM di Savigliano (CN)







3 Abstract dell'iniziativa

Il presente studio progettuale ha come obiettivo la verifica di fattibilità relativa alla realizzazione di una hydrogen community localizzata sul territorio del Comune di Asti, funzionale principalmente alla mobilità sostenibile su gomma e ferro del territorio Provinciale ed extra-provinciale (rete ferroviaria tratta Alba/Asti direzione Milano), nonché alle attività industriali presenti nell'area.

Al fine della verifica sono stati individuati i seguenti elementi:

1. Ambito geografico, ovvero la localizzazione per la produzione di idrogeno verde e per le relative fonti energetiche rinnovabili necessarie alla stessa. Per ognuno dei due siti presi in considerazione è stata svolta un'accurata due-diligence;
2. Value chain: la prefigurazione non solo della produzione del vettore H2 ma anche del suo trattamento, stoccaggio e distribuzione, nonché dell'indispensabile fase di transizione necessaria al suo compimento;
3. Scenari progressivi di sviluppo della hydrogen community;
4. Aspetti giuridici: normative, possibili inquadramenti giuridici dei vari step.

L'alimentazione dell'elettrolizzatore è stata prefigurata tramite un sistema di impianti di energie rinnovabili (fotovoltaico, biogas, idroelettrico) autoprodotta nell'area individuata.

L'individuazione delle fonti di generazione ha tenuto in considerazione i seguenti criteri:

- Utilizzo di terreni facenti parte di aree industriali non edificate o aree compromesse per installazione impianti fotovoltaici a terra;
- Utilizzo di edifici industriali per installazioni impianti fotovoltaico su tetti;
- Individuazione di altre forme di fonti rinnovabili potenzialmente presenti sul territorio con obiettivo di compensare l'intermittenza del fotovoltaico (giorno/notte) e la sua stagionalità con produzione di energia a profili complementari;

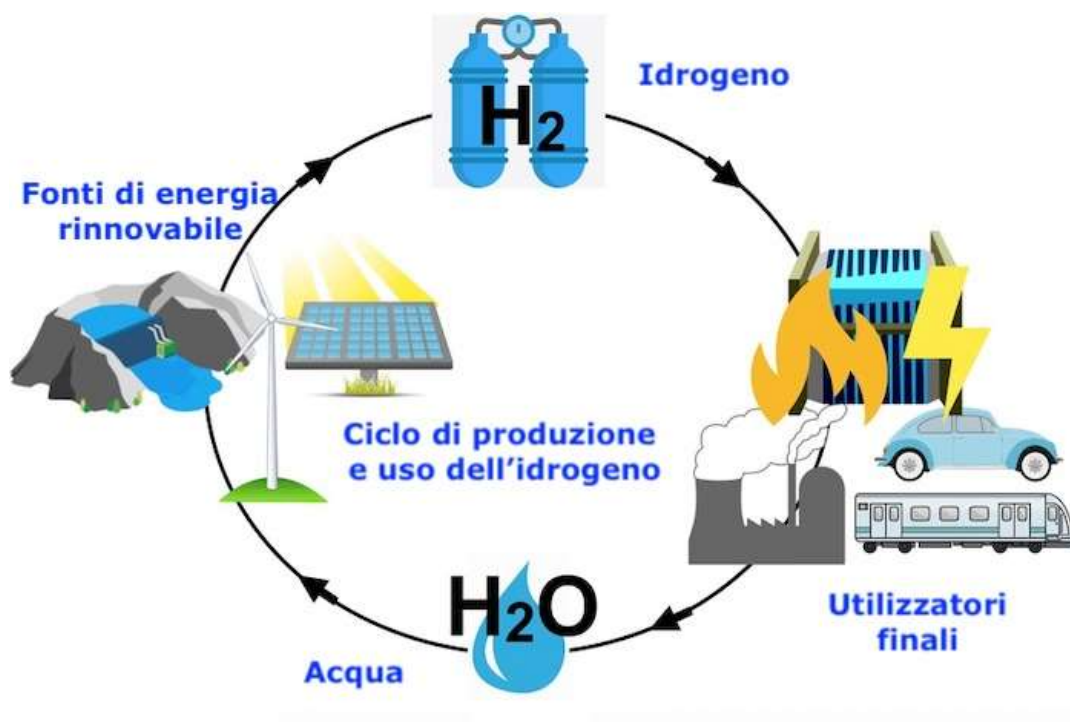
Per stabilire il fabbisogno, si è partiti dalla mobilità su ferro, ipotizzando una produzione di Idrogeno verde tramite elettrolisi commisurata al fabbisogno della linea ferroviaria Alba-Asti-Casale-Mortara con treni alimentati a idrogeno, che per sedici corse giornaliere è risultato pari a 460 Tonn/anno.



Non essendo tuttavia le tempistiche per la riapertura della tratta ferroviaria Asti-Casale-Mortara compatibili con le fonti di finanziamento regionali/nazionali e comunitarie attualmente esistenti relative alla produzione di idrogeno verde (elettrolizzatori), la verifica progettuale ha prefigurato uno sviluppo attuativo a step.

Il primo step prevede la realizzazione di un elettrolizzatore in grado di produrre idrogeno sufficiente per garantire sedici corse al giorno sulla tratta Alba-Asti, nonché di alimentare una serie di mezzi di trasporto su gomma tramite la creazione di una stazione di rifornimento. Questo primo step prevede la produzione di un massimo di 100 Tonn/anno di idrogeno, delle quali 93 serviranno per l'alimentazione dei treni e la rimanenza per il trasporto su gomma.

È stata inoltre effettuata l'analisi di ciò che è possibile fare in attesa che il mercato sia pronto all'utilizzo dell'idrogeno verde, ovvero la fase di transizione attuabile nell'immediato.



4 Interazione del progetto con il progetto di mobilità sostenibile

Il progetto di Hydrogen Community finalizzato alla mobilità sostenibile del territorio, a causa della sua ampiezza e complessità, è stato suddiviso in due progetti.

Il primo riguarda la produzione di idrogeno verde tramite elettrolisi e la sua value chain, il secondo esamina più nel dettaglio l'attuazione di una mobilità sostenibile in grado di raggiungere gli obiettivi nazionali e comunitari prefigurati nelle premesse, con relativi dati e risultati attesi.

La direttrice Cuneo-Alba-Castagnole-Asti-Casale M.to – Mortara – Milano P.ta Genova, per molte generazioni ha rappresentato un fondamentale collegamento delle colline piemontesi con la metropoli lombarda, così come la Asti – Chivasso –Torino Porta Susa verso la capitale subalpina.

Con i tagli di trasferimenti dal Fondo Nazionale dei trasporti operato dal 2010, la Regione Piemonte dal 2012, anche a seguito di problemi strutturali delle linee, ha individuato numerose direttrici lungo le quali sospendere il servizio ferroviario, fra queste anche l'Alba – Asti – Casale M.to – Mortara.

Con il riconoscimento da parte dell'Unesco nel 2014 dei Paesaggi vitivinicoli delle Langhe-Roero e del Monferrato come luoghi di valore universale, le colline piemontesi sono state consacrate a meta di un turismo internazionale.

A seguito della crescente domanda di mobilità sostenibile, alternativa all'utilizzo delle auto private, una delle principali cause dell'inquinamento atmosferico, a settembre 2023 sono state riaperte la tratta Alba – Asti e la tratta Casale M.to – Mortara.

Il progetto propone il ripristino del servizio ferroviario su tutta la direttrice Alba – Asti Casale M.to e Mortara, integrato con le linee ferroviarie e con le altre modalità di trasporto quali autobus ed auto private.

Poiché le linee ferroviarie non sono elettrificate e l'elettrificazione comporterebbe la modifica delle sagome delle gallerie presenti, al fine ridurre le emissioni clima alteranti e la dipendenza dai combustibili fossili, si prevede l'utilizzo di treni e bus alimentati ad idrogeno.

Il progetto ha come base tre strategie di intervento:

- 1) Ripristino del servizio ferroviario con treni alimentati ad idrogeno



- 2) Integrazione delle diverse modalità di trasporto Treno + Bus
- 3) Individuazione di nuove fermate da realizzarsi all'interno del Comune
- 4) Creazione di centri d'interscambio periferici

Per dare una sufficiente risposta alla domanda di mobilità e per creare una effettiva alternativa all'uso delle auto private, si prevede a regime di realizzare un programma di esercizio con un cadenzamento orario dal lunedì al sabato e biorario la domenica ed i festivi, con una produzione chilometrica complessiva di circa 1,2 milioni di chilometri, con un fabbisogno minimo di materiale rotabile stimato in sei treni ad idrogeno.

Considerato che la fornitura del materiale rotabile ed il ripristino della tratta Asti – Casale M.to avverranno in momenti successivi, sono state ipotizzate quattro fasi conseguenti dello sviluppo del progetto con una relativa percorrenza chilometrica.

FASE 1 (Scenario minimo)

Servizio su rete attuale (linea Asti – Casale non percorribile)

Primo treno su Asti – Alba

servizio biorario – 16 corse al giorno

	Km	Corse Giornaliere			Servizi Anno	Tot Km
		FER5	SAB	FEST		
Asti-Alba	37,91	16	16	16	5840	221.394
Asti - Casale M.to	45,00				0	0
Casale M.to - Mortara	28,40				0	0
TOT treno H2	111,31					221.394

FASE 2

Riapertura linea Asti – Casale M.to

Secondo treno su Asti – Casale M.to

servizio biorario – 16 corse al giorno

	Km	Corse Giornaliere			Servizi Anno	Tot Km
		FER5	SAB	FEST		
Asti-Alba	37,91	16	16	16	5840	221.394
Asti - Casale M.to	45,00	16	16	16	5840	262.800
Casale M.to - Mortara	28,40				0	0
TOT treno H2	111,31					484.194



FASE 3

Terzo treno su Casale M.to - Mortara
servizio biorario - 16 corse al giorno

	Km	Corse Giornaliere			Servizi Anno	Tot Km
		FER5	SAB	FEST		
Asti-Alba	37,91	16	16	16	5840	221.394
Asti - Casale <u>M.to</u>	45,00	16	16	16	5840	262.800
Casale <u>M.to</u> - Mortara	28,40	16	16	16	5840	165.856
TOT treno H2	111,31					650.050

FASE 4

Fornitura di tre treni aggiuntivi (sei treni in totale)
servizio orario - 32 corse al giorno nei giorni feriali ed il sabato
servizio biorario - 16 corse al giorno nei giorni festivi

	Km	Corse Giornaliere			Servizi Anno	Tot Km
		FER5	SAB	FEST		
Asti-Alba	37,91	32	32	16	10688	405.182
Asti - Casale <u>M.to</u>	45,00	32	32	16	10688	480.960
Casale <u>M.to</u> - Mortara	28,40	32	32	16	10688	303.539
TOT treno H2	111,31					1.189.681

Durante le fasi intermedie del progetto, la produzione dell'idrogeno eccedente al consumo ferroviario potrà essere destinata all'utilizzo per veicoli su gomma, quali trasporto merci, autobus ed autoveicoli privati, favorendo così una maggiore diffusione di questa nuova tecnologia.

5 Analisi del contesto

La grande sfida intrapresa dalla comunità internazionale nel tentativo di invertire l'andamento del surriscaldamento del pianeta, obbliga tutti gli stakeholders (legislatori, amministratori, popolazione, comunità finanziaria, utility companies, aziende tecnologiche, etc.) ad un grande sforzo e cambio di passo per trasporre il più velocemente possibile quanto sino ad ora pianificato ad alto livello in progetti concreti per avviare una rapida ed efficace transizione verso una società decarbonizzata.

Otto anni dopo l'Accordo di Parigi, che aveva segnalato la necessità ormai ineluttabile di una energica politica di riduzione delle emissioni di gas serra, il trend globale non si è ancora invertito, anzi: l'Accordo di Parigi potrebbe rivelarsi sostanzialmente fallimentare, in quanto, allo stato attuale, non potrebbe comunque portare al contenimento delle emissioni di gas serra necessario per centrare l'obiettivo dei 2° centigradi. Non solo, esso potrebbe addirittura rivelarsi un disastro, in quanto potrebbe ingenerare nell'opinione pubblica l'erronea convinzione che il raggiungimento dell'obiettivo di mantenere l'aumento medio della temperatura a livello globale al di sotto dei 2° centigradi sia a portata di mano, mentre esso costituisce un vero proprio miraggio, sulla base di quanto le Parti sembrano disposte a fare, in termini di controllo e riduzione delle proprie emissioni di gas serra nell'atmosfera.

L'anno 2020, nella sua drammaticità, ha portato una serie di fatti che nel loro insieme possono costituire il detonatore dell'inizio di una nuova era in cui progresso civile, tecnologico ed economico e possono portare all'inversione non più derogabile. Tra questi: la crisi economica a seguito della pandemia Covid-19 che ha obbligato tutti i paesi ad investire massicciamente nelle nuove politiche industriali di sviluppo sostenibile e la adozione da parte di molti paesi del mondo di piani strategici per lo sviluppo di tecnologie per la sostituzione di combustibili fossili in sinergia con la diffusione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Lo stato dell'arte attuale dell'idrogeno è stato recentemente presentato da Alberto Dossi, presidente di H2IT (Associazione Italiana Idrogeno), definendo il 2023 come "un anno di trasformazioni significative per il settore dell'idrogeno". L'Europa ha posto l'idrogeno al centro della sua politica energetica, delineando una chiara direzione da seguire. Anche l'Italia, grazie ai finanziamenti del PNRR, ha dimostrato di essere favorevole a questa direzione. A gennaio 2024, la Commissione Europea ha approvato

una misura di aiuto del valore di 550 milioni di euro per sostenere gli investimenti nell'utilizzo dell'idrogeno nei processi industriali.

Questa misura consiste in sovvenzioni dirette con l'obiettivo di accelerare la transizione verde e agevolare lo sviluppo di attività economiche cruciali per l'attuazione del piano REPowerEU e del piano industriale del Green Deal, riducendo la dipendenza dalle fonti fossili. I progetti ritenuti idonei devono mirare a ridurre le emissioni di gas serra prodotte dai processi produttivi di almeno il 40%, oppure a diminuire il consumo energetico di almeno il 20% rispetto ai livelli attuali.

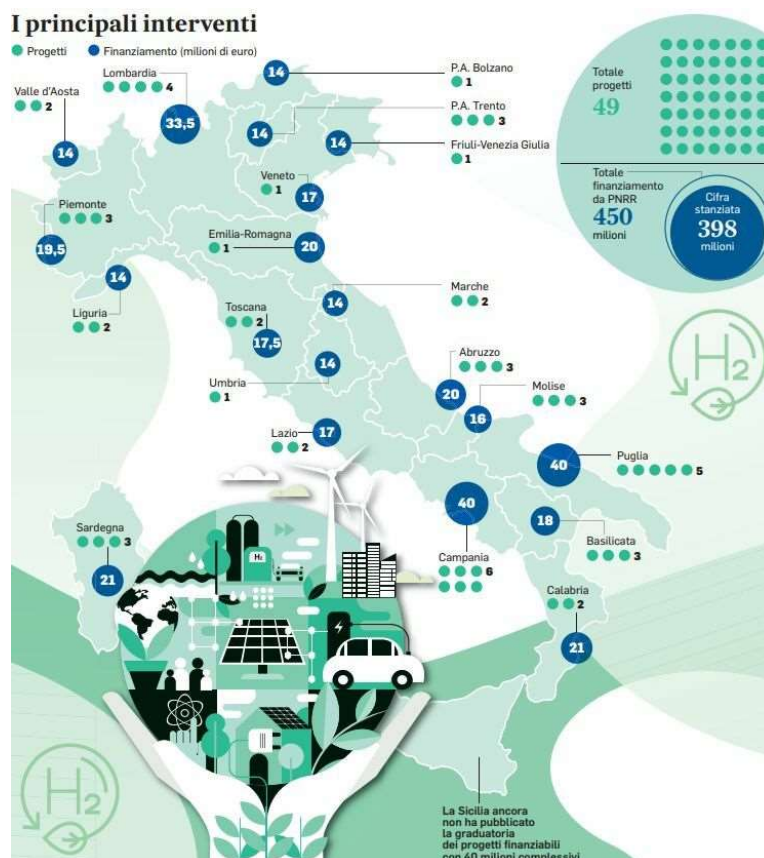


REPowerEU

L'Italia, in linea con quanto stabilito dalla strategia europea, si propone di impegnarsi attivamente nella produzione e nell'utilizzo concreto dell'idrogeno attraverso diverse misure:

- la creazione di 54 Hydrogen Valley, riqualificando aree con siti industriali dismessi: la proposta consiste nel creare dei veri e propri hub da cui potrà svilupparsi il mercato dell'idrogeno. L'obiettivo principale sarà quello di installare elettrolizzatori in prossimità di siti industriali e distribuire l'idrogeno prodotto mediante sovragegenerazione da FER e/o impianti FER dedicati.
- lo sviluppo di progetti flagship per l'utilizzo dell'idrogeno nei settori industriali hard-to-abate: rientrano in questa denominazione le industrie quali siderurgia, produzione di vetro, carta e cemento;
- la costruzione di stazioni sia per il trasporto su strada (40 stazioni) che ferroviario (10 stazioni) entro il 2026: per quanto riguarda il trasporto pesante su strada, come indicato nelle linee guida preliminari della strategia italiana del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE), l'obiettivo è di rendere il 2% della flotta nazionale di camion a lungo raggio a idrogeno entro il 2030. Per quanto riguarda il settore ferroviario, l'idrogeno può svolgere un ruolo fondamentale nel raggiungere l'obiettivo di eliminare l'uso dei combustibili fossili sulle linee non elettrificate, che,

ad oggi, costituiscono circa il 30% della rete ferroviaria nazionale (pari a circa 5.000 km).



Schema degli interventi previsti dal PNRR al 2022

Attualmente, in Italia sono in corso 54 progetti che hanno ricevuto finanziamenti e devono essere completati entro la fine del 2026. Il piano mira a sostenere la produzione e il consumo di idrogeno verde in alcune aree strategiche già collegate alla rete elettrica. Saranno creati hub in tutto il Paese dedicati alla produzione, tracciamento, stoccaggio e distribuzione dell'idrogeno per scopi diversificati.

Pertanto, come verificatosi in relazione alla diffusione della produzione di energia da fonti rinnovabili, anche nella nuova fase di sostituzione dei combustibili fossili dovranno essere attivati diversi livelli di intervento: mega progetti in zone specifiche (per disponibilità di risorsa e/o consumo), progetti a livello di distribuzione sul territorio ("energy communities", distretti locali di produzione-consumo, etc.) sino, in futuro, alle applicazioni private e domestiche.



Il progetto della Provincia di Asti si inserisce all'interno di questo quadro come progetto pilota di piccola scala con il ruolo fondamentale di collegamento tra i cittadini e il progresso tecnologico in atto. In ognuna delle diverse scale, infatti, gli attori si devono attivare in uno sforzo coordinato che, per risultare vincente, non potrà che contemplare il successo di ciascuno di essi.

Al fine di attuare la conversione all'utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico, infatti, occorre, oltre allo sviluppo di un mercato, preparare al "nuovo".

Nonostante l'utilizzo dell'idrogeno abbia indubbi vantaggi dal punto di vista ambientale, esso è un gas dotato di caratteristiche chimiche e fisiche particolari, prima fra tutte una densità energetica particolarmente bassa (un m³ di idrogeno contiene un terzo dell'energia di un m³ di gas naturale). Ciò implica l'utilizzo di elevate pressioni o il passaggio allo stato liquido (a -250°C) per il suo trasporto o stoccaggio, il che comporta indubbi problemi tecnologici e di sicurezza. Inoltre, le sue caratteristiche in termini di reattività chimica pongono problemi dal punto di vista della sicurezza nel suo utilizzo, in quanto risulta, in miscela con aria più esplosivo del metano.

L'Italia possiede una scuola affermata per gli studi del Risk Assessment che può fornire un supporto tecnico scientifico adeguato all'identificazione dei rischi emergenti legati alle nuove tecnologie e quindi fornire ai produttori e ai decisori strumenti indispensabili e affidabili.

La previsione e prevenzione dei rischi non può pertanto essere disgiunta dall'affermarsi del concetto della Cultura della Sicurezza, occorre quindi rendere la valutazione dei rischi e la loro prevenzione un elemento fondamentale, oltre che nella progettazione, anche per ogni scelta politica, amministrativa e di sviluppo economico.

Allo stato attuale dello sviluppo del suo utilizzo, è necessario informare la popolazione dei possibili rischi connessi all'utilizzo di queste nuove tecnologie per non cadere nell'equivoco che adottando un sistema ritenuto ecologico questo sia necessariamente più sicuro di quelli basati sulle tecnologie oggi utilizzate nel settore energetico. Parallelamente, occorre informare circa le soluzioni intraprese e le modalità attraverso le quali i rischi vengono arginati.



6 Declinazione del progetto e fattori considerati

La finalità della presente proposta si traduce nella verifica di fattibilità relativa alla creazione di una Hydrogen community astigiana, nell'ottica dell'implementazione a livello territoriale delle politiche di riduzione delle emissioni di gas serra, CO₂ in particolare.

La verifica ha comportato l'individuazione dei seguenti fattori:

- Possibili fonti di generazione delle energie rinnovabili finalizzate alla produzione di idrogeno verde;
- Possibile localizzazione degli impianti di energia rinnovabile;
- Possibile localizzazione dell'impianto di produzione e stoccaggio di idrogeno verde;
- Tipologia dell'elettrolizzatore e suo dimensionamento;
- Diverse possibilità di utilizzo dell'idrogeno prodotto;
- Preliminare di schemi di produzione di energia rinnovabile connessa a generazione di idrogeno verde tramite elettrolizzatori e l'utilizzo dello stesso quale sostituto di combustibili fossili in ottica di Energy Community.

Dal punto di vista delle fonti di generazione di energie rinnovabili, il territorio della Provincia di Asti (come la quasi totalità del Nord Italia) non dispone di risorsa eolica coerente con lo sviluppo di impianti di produzione di energia di questa tipologia.

Per quanto riguarda la risorsa idroelettrica, sul territorio sono presenti alcune installazioni di centraline ad acqua fluente e a basso salto. Considerando tuttavia la non scalabilità di questo tipo di soluzione, essa non può essere presa in considerazione come unica fonte di energia rinnovabile ma può andare a coadiuvare le altre reperibili.

Le biomasse costituiscono una fonte di combustibile alternativo che è possibile utilizzare al posto di quelli fossili. Gli impianti a biomasse per la produzione di energia elettrica presentano vantaggi notevoli, legati specialmente al ciclo di sfruttamento dei rifiuti biodegradabili e dei prodotti agricoli, ampiamente disponibili.

Relativamente al fotovoltaico, infine, il notevole sviluppo di questa tecnologia (tuttora in corso) ha contribuito ad abbatterne i costi in modo significativo, rendendola oggi adatta ad una produzione decentralizzata a costo competitivo anche alle latitudini del Nord-Italia.

Le fonti energetiche utilizzate per la verifica risultano quindi diversificate tra fotovoltaico, idroelettrico e biomasse, come meglio dettagliato nei capitoli successivi.

Relativamente alla localizzazione dell'intervento, si è ritenuto prioritario l'aspetto problematico del consumo di suolo. Al fine di non introdurre elementi di alterazione paesaggistica in un territorio da questo punto di vista di assoluto pregio, sono state considerate unicamente soluzioni volte all'inserimento in contesti integrati con attività esistenti e che si presentino come a consumo di suolo pari a zero, quali l'utilizzo di aree ambientalmente compromesse o aree industriali inutilizzate. Si è inoltre optato per concentrare sia le rinnovabili sia l'impianto di produzione dell'idrogeno in un'area sufficientemente grande per ospitare entrambi.

Per quanto riguarda la dimensione degli impianti, assumendo che una certa scalabilità è piuttosto semplice, la potenza totale, così come il dimensionamento dell'area di installazione, sono stati individuati sulla base della quantità di idrogeno da produrre in base ai consumi previsti.

Relativamente alla tipologia di elettrolizzatore, l'attuale sviluppo della tecnologia, porta a considerare quale soluzione per questo tipo di impianti di elettrolisi la soluzione PEM (a membrana elettrolitica polimerica).

Dal punto di vista del dimensionamento e del calcolo della produzione di idrogeno, occorre considerare alcuni concetti fondamentali:

- l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici, come noto, varia con periodicità giornaliera e stagionale. Al fine di assicurare all'impianto di elettrolisi un carico sufficiente (FLH) per ottimizzarne il costo fisso, è necessario dimensionare l'elettrolizzatore con una potenza di un rapporto 1:X (dove X è la potenza di picco dell'impianto fotovoltaico);
- considerando esempi di impianti pilota già realizzati, tale valore (iniziale, come base di calcolo iterativo) si può assumere pari a 2; uno degli aspetti di interesse degli elettrolizzatori, è quello da potere fungere da assorbitori di energia per gli orari di bassa domanda e basso prezzo (tipicamente tra le 00.00 e le 05.00);
- considerando la specificità della proposta progettuale esposta (produzione di idrogeno verde da energia rinnovabile), sebbene gli utilizzi dell'idrogeno non rientrino nel perimetro di intervento, la corretta individuazione ed il dimensionamento dei consumi di idrogeno sono stati considerati quali dati essenziali di progetto. Infatti, sino a quando l'idrogeno verde non assumerà il carattere di commodity, è indispensabile per il corretto dimensionamento della produzione e soprattutto del profilo della stessa (inteso come variazione nel



tempo) prevedere e controllare i futuri consumi e possibilmente includere i futuri offtakers (utilizzatori) di idrogeno tra gli stakeholders del progetto.

Nella valutazione dei potenziali utilizzi di idrogeno vanno in particolare considerati i volumi su base mensile/stagionale. Mentre infatti l'idrogeno (a differenza dell'energia elettrica che necessita di bilanciamento istantaneo tra carico e prelievo) può agevolmente compensare flussi sino a qualche giorno tramite stoccaggio, la compensazione stagionale, sebbene tecnicamente possibile, non risulterebbe economicamente sostenibile.

In questa ottica, si è deciso di prevedere un mix di utilizzi, che possano mediare e compensare le differenze stagionali e considerare anche ricorso ad immissione in rete gas, secondo principi di blending di idrogeno con metano già in fase avanzata di sperimentazione da parte del gestore della rete di gas.

Sulla base di tali considerazioni, sono stati valutati i seguenti possibili utilizzi:

- Riscaldamento residenziale

Sulla base di quanto già in corso di sperimentazione in diversi progetti pilota, la sostituzione integrale del metano per utilizzi riscaldamento e sanitari per utenze domestiche attraverso rete dedicata è una soluzione tecnicamente fattibile e che, sebbene in competizione con l'elettrificazione, potrebbe risultare più semplice nel lungo periodo. Va tuttavia in questo caso considerata correttamente la variazione stagionale di domanda.

- Riscaldamento edifici pubblici in rete

Con lo stesso principio, l'alimentazione gas idrogeno potrebbe essere portata ad edifici pubblici con caldaia centralizzata (eventualmente a servizio di più edifici con mini-rete di teleriscaldamento).

- Riscaldamento + energia di processo area industriale

L'utilizzo delle aree industriali abbandonate ai fini di produzione energetica costituisce una opportunità per il recupero delle stesse anche per finalità di sviluppo di nuove attività, in particolare se collocate all'interno di filiere di economia circolare, potendo avvalersi di certificazione di zero emissioni per le proprie forniture energetiche.

- Connessione alla rete di distribuzione metano

Una importante opportunità per compensare le fluttuazioni della domanda di idrogeno dei consumi locali è data inoltre dalla possibilità di immettere parte della

produzione di idrogeno all'interno della rete di distribuzione del metano con il quale l'idrogeno può essere utilizzato in miscela sino al 20% utilizzando le attuali infrastrutture. SNAM, ad esempio, sta già compiendo sperimentazioni avanzate in questa direzione e si sta proponendo quale soggetto fortemente focalizzato allo sviluppo della produzione e distribuzione dell'idrogeno verde.

- Idrogeno per autotrazione – trasporto pubblico

Come precedentemente illustrato, sebbene i potenziali diversi ambiti di utilizzo dell'idrogeno verde siano molteplici, allo stato attuale del mercato e delle tecnologie, la finalità dello studio è stata quella di identificare un consumo di idrogeno con domanda costante nell'anno e il legare il consumo alla mobilità sostenibile, con particolare riferimento all'approvvigionamento della rete di trasporto pubblico e non, urbano ed extra-urbano, nonché alla tratta ferroviaria Alba-Asti-Casale-Mortara, rafforzando così la ricaduta sul territorio del progetto.

Per ciascuna di queste applicazioni i rispettivi mezzi stanno ormai entrando dalla fase sperimentale a quella di produzione industriale e sono già diversi i casi di progetti pilota di estremo interesse.

7 Individuazione dell'area di intervento: analisi delle alternative

Al fine di individuare le condizioni di natura tecnico-amministrativa, territoriale e ambientale in cui il progetto potesse svilupparsi: dalla produzione di energia da fonti rinnovabili alla produzione di idrogeno verde e allo stoccaggio dello stesso per la potenziale mobilità/trasporti in sostituzione di propellenti tradizionali e nel contesto dei disposti normativi vigenti, si è inizialmente partiti dai seguenti dati di massima:

- Produzione di 400 t/anno di Idrogeno verde;
- Realizzazione di un impianto a biogas per la produzione di energia combinata di energia elettrica e calore per una potenza installata di ca. 1 MWe;
- Realizzazione di un impianto fotovoltaico con una potenza di picco di ca. 20 MWe;
- Realizzazione di due impianti idroelettrici sul fiume Tanaro con una potenza media nominale 3 MWe;

Complessivamente, l'impianto nella sua globalità era stato pensato per fornire 24 MWe di energia da fonti rinnovabili. Tuttavia, è stato precisato in occasione degli incontri tecnici, che tali obiettivi avrebbero potuto essere rimodulati pensando ad una riduzione dimensionale per meglio soddisfare le esigenze progettuali, ritenendo i dati sopra riportati quale obiettivo finale protratto nel tempo sulla base di un modello replicabile in tempi successivi.

Di fatto, una volta individuate più approfonditamente le tempistiche necessarie allo sviluppo della fase di consumo di idrogeno, soprattutto per quanto riguarda il trasporto su ferro, si è pensato di suddividere il progetto in step successivi, focalizzandosi sul primo ma continuando a cercare un'area sufficientemente vasta da contenere quanto necessario alla completa attuazione dell'idea progettuale.

I dati definitivo dell'impianto, nella sua piena potenzialità nominale, risultano pertanto prevedere di massima:

- produzione di 460 t/anno di idrogeno verde;
- realizzazione di un impianto a biogas per la produzione di energia combinata di energia elettrica e calore con una potenza installata di ca. 1 MWe in grado di fornire circa 6.000.000 kWh di energia all'anno;
- realizzazione di un impianto fotovoltaico con una potenza di picco di ca. 20 MWe (condizione massima) in grado di produrre annualmente 29.000.000 kWh;

- realizzazione di due impianti idroelettrici sul fiume Tanaro caratterizzati da una potenza media di concessione di circa 0,7 MWe e quindi in grado di fornire una produzione annua complessiva di circa 10.000.000 kWh;

Complessivamente l'impianto, nella sua globalità (condizione massima), è stato pensato per produrre annualmente circa 45.000.000 kWh.

In particolare, la potenzialità da considerare per un primo step del progetto è stata stimata dal progettista in ca. 2,9 MWe quale potenza di picco dell'impianto fotovoltaico preposto ad alimentare l'impianto di produzione di idrogeno verde.

Nell'individuare l'area di intervento si è partiti dall'idea iniziale proposta nel dossier di candidatura, che prendeva in considerazione una vasta area in gran parte ex-cava e in parte area industriale dismessa situata nella frazione San Marzanotto di Asti.

A seguito di una approfondita due-diligence sull'area, tuttavia, la stessa non si è rivelata idonea per una serie di motivazioni meglio descritte nei capitoli successivi.

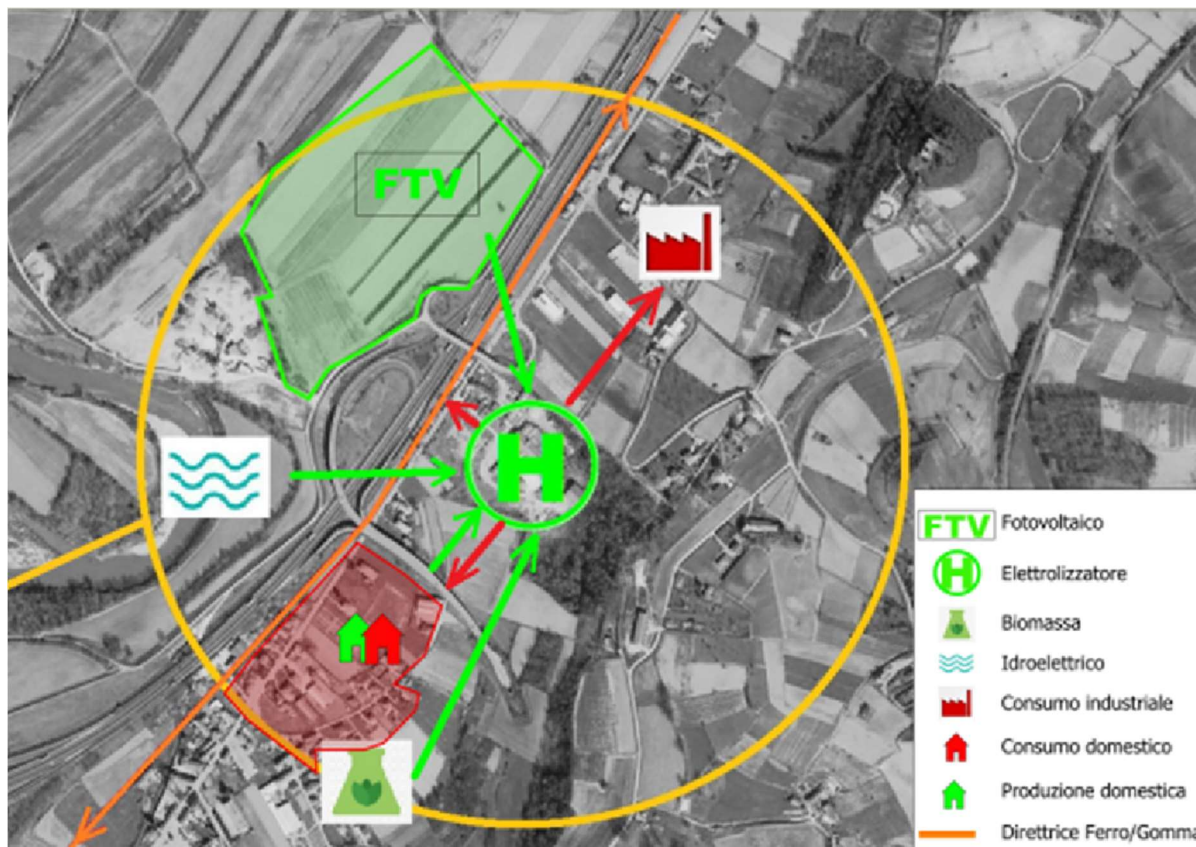
A questo punto il gruppo di lavoro ha avviato una nuova ricerca, sempre basata su soluzioni volte all'inserimento degli impianti e delle relative costruzioni in contesti integrati con attività esistenti e che si presentassero come a consumo di suolo pari a zero, quali l'utilizzo di aree ambientalmente compromesse o aree industriali inutilizzate.

A seguito della ricerca avvenuta attraverso il confronto con gli enti territoriali, è stata individuata una nuova area ricompresa nell'area industriale denominata P.I.P. di Quarto, dove Quarto è una frazione del Comune di Asti.

Essendo sia San Marzanotto sia Quarto frazioni del Comune di Asti a pochissimi km dal capoluogo, è stato concordato con i funzionari di riferimento della Compagnia di San Paolo di non cambiare il titolo del progetto, la cui sostanza non è variata rispetto all'idea iniziale.

Si ritiene opportuno riportare la due-diligence di entrambi le aree, in quanto entrambe sono state oggetto di approfondite analisi e valutazione.

8 Due diligence sull'area di San Marzanotto, frazione di Asti



8.1 Procedimenti tecnico-amministrativi di riferimento

Senza entrare nel merito della progettazione dell'impianto, l'individuazione del procedimento e relativi endoprocedimenti che regolamentano l'iter autorizzativo per la costruzione ed esercizio dell'impianto in esame consente di mutuare i necessari elementi utili in via preliminare alla verifica di fattibilità in oggetto. I procedimenti di seguito riportati contemplano considerazioni di carattere ambientale (in applicazione del principio di prevenzione), espressione della trasversalità della materia ambientale. Si evidenzia che l'area individuata rientra anche se parzialmente in un sito di importanza comunitaria, cosiddetti SIC.

Vista la tipologia degli impianti che compongono il complesso in esame, sulla base delle prime informazioni ricevute, il procedimento in cui possono confluire le matrici che concorrono a definire il quadro autorizzatorio, nel contesto di cui al D.Lgs. 152/06 e s.m.i., può essere identificato nel provvedimento autorizzatorio unico regionale (PAUR)

(al cui interno si sviluppano i relativi endoprocedimenti di cui si vuole citare, vista la matrice di energia da fonti rinnovabili, il D,Lgs. 387/03).

Da considerare nel contesto generale (i.e. art. 27bis D.Lgs 152/06, D.Lgs. 387/03), sebbene fuori del sito SIC, la fattibilità relativa alla/e centrali idroelettriche previste per derivazione di acqua dal fiume Tanaro, con i relativi giudizi di compatibilità ambientale, funzione anche della potenzialità necessaria ai fabbisogni energetici (impianti oggetto di procedimento associato alla Concessione di derivazione ex D.P.G.R. 10R/2003).

In relazione specificatamente alle valutazioni di carattere ambientale considerata la specificità del sito (SIC IT1170003 - STAGNI DI BELANGERO) su cui potrebbe gravare parte dell'impianto in esame, si evidenzia che si rende necessaria la Valutazione di incidenza (VInC), procedimento di carattere preventivo al quale deve essere sottoposto qualsiasi piano, programma, progetto, intervento od attività (P/P/P/I/A) che possa avere incidenze significative su un sito (SIC) o proposto sito della rete Natura 2000, singolarmente o congiuntamente ad altri piani e progetti e tenuto conto degli obiettivi di conservazione del sito stesso.

Devono pertanto essere espletati gli adempimenti previsti e raccolti nelle nuove Linee Guida nazionali per la Valutazione di Incidenza, approvate con Deliberazione n. 55-7222 del 12/07/2023. La Regione Piemonte ha infatti provveduto all'aggiornamento e all'adeguamento dell'insieme delle disposizioni procedurali definite nel tempo per la gestione della Rete Natura 2000 e l'applicazione della Valutazione di Incidenza, comprese le "Misure di Conservazione per la tutela della Rete Natura 2000 in Piemonte". Le valutazioni ambientali relative alla costruzione ed esercizio dell'impianto in esame, contenute nell'iter dell'istruttoria del procedimento autorizzativo, non possono prescindere dalla osservazione dei disposti normativi sopra citati.

A complemento di quanto sopra si vuole evidenziare che l'attività in esame vede, come scopo finale, la produzione e stoccaggio di idrogeno, che presenta talune peculiarità associate al rischio di incendio/esplosione.

Senza entrare nel merito della progettazione e regole tecniche che ne regolamentano l'esercizio (rif. D.M. 7 luglio 2023) deve pertanto considerarsi, nel contesto di cui sopra, l'applicazione del D.Lgs. 105/15 (Seveso ter). Nella fattispecie il citato D.Lgs. 105/15 afferisce al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose.

La presenza di sostanze pericolose nello stabilimento, oppure di sostanze pericolose che è ragionevole prevedere che possano essere generate, in caso di perdita

del controllo dei processi, comprese le attività di deposito, in un impianto in seno allo stabilimento, in quantità pari o superiori alle quantità limite previste nella parte 1 o nella parte 2 dell'allegato 1, determina l'inclusione nelle attività soggette al citato D.Lgs. e conseguentemente l'osservanza degli adempimenti previsti dal disposto normativo. L'idrogeno è compreso nell'Allegato I parte 2 "Sostanze" del D.Lgs. 105/15.

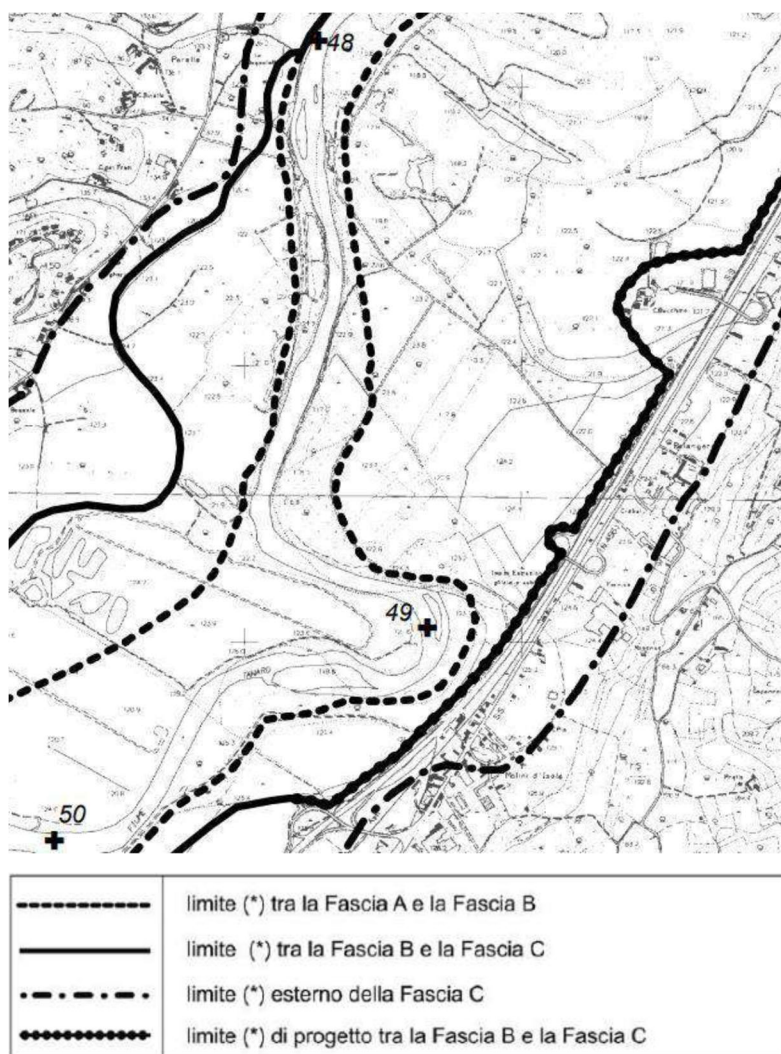
8.2 Contesto idrogeologico e criticità associate

Il sito di San Marzanotto, individuato come possibile sede degli interventi in programma, si inserisce in un contesto fluviale caratterizzato da una serie di accertate criticità connesse alla dinamica idraulica del F. Tanaro.

Nelle aree in destra idrografica che possono essere interessate dall'intervento in oggetto si applicano le norme del Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI), approvato con DPCM 24 maggio 2011 e finalizzato a ridurre il rischio idrogeologico entro valori compatibili con gli usi del suolo in atto, in modo tale da salvaguardare l'incolumità delle persone e ridurre al minimo i danni ai beni esposti.

Le superfici di intervento risultano comprese nella delimitazione delle fasce fluviali di cui al Piano Stralcio delle Fasce Fluviali (PSFF), approvato con DPCM del 24 luglio 1998 e confluito nel PAI nel 2001 in corrispondenza all'approvazione di quest'ultimo.

Nel dettaglio, massima parte dell'area individuata per l'installazione dell'impianto ricade nella delimitazione della Fascia B e della Fascia B di progetto (realizzata), mentre una porzione ad ampiezza variabile, prossima alla sponda, risulta compresa nella fascia A (ved. estratto del Foglio 175 sez. II Asti Sud - Tanaro 08 - Scala 1:25.000 del Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico - PAI-, riportato qui di seguito in Fig. 1).



Cap. 8 - Fig. 1. - Stralcio del Foglio 175 sez. II Asti Sud (Tanaro 08) Scala 1:25.000 del Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI)

Le condizioni connesse alla dinamica idraulica sono contenute anche nel Piano di gestione del rischio di alluvioni (PGRA) che attua la gestione del rischio di alluvioni della Direttiva Europea 2007/60/CE, recepita nel diritto italiano con D.Lgs. 49/2010. Nella relativa cartografia pubblicata, il sito risulta interessato da probabilità di alluvioni media, caratterizzata da tempi di ritorno (T_r) compresi tra 100 e 200 anni (ved. tavola allegata "PGRA - Pericolosità").

Per quanto concerne le Norme del PAI (Elaborato 7, adottato con deliberazione del Comitato Istituzionale n. 18 in data 26 aprile 2001 dell'Autorità di Bacino Distrettuale del Fiume Po) e il relativo testo aggiornato in corso di predisposizione che verrà reso disponibile a seguito dell'approvazione definitiva della Variante alle Norme PAI Po - Elaborato 7, art.1 e 18 (il cui progetto è stato adottato con deliberazione di Conferenza

istituzionale permanente n. 6/12/2021), nella Fascia di deflusso della piena (Fascia A), di cui all'art. 29, "il Piano persegue l'obiettivo di garantire le condizioni di sicurezza assicurando il deflusso della piena di riferimento, il mantenimento e/o il recupero delle condizioni di equilibrio dinamico dell'alveo, e quindi favorire, ovunque possibile, l'evoluzione naturale del fiume in rapporto alle esigenze di stabilità delle difese e delle fondazioni delle opere d'arte, nonché a quelle di mantenimento in quota dei livelli idrici di magra", mentre per le porzioni di intervento comprese nella fascia di esondazione (Fascia B) di cui all'art. 30, "il Piano persegue l'obiettivo di mantenere e migliorare le condizioni di funzionalità idraulica ai fini principali dell'invaso e della laminazione delle piene, unitamente alla conservazione e al miglioramento delle caratteristiche naturali e ambientali". Permangono per questa fascia fluviale molte delle forti limitazioni agli interventi previsti per la fascia precedente più restrittiva, fatto salvo, tra gli altri, come esplicitato al comma 2 lett. a), che tra gli interventi vietati rientrano quelli che comportano "una riduzione apprezzabile o una parzializzazione della capacità di invaso, salvo che questi interventi prevedano un pari aumento delle capacità di invaso in area idraulicamente equivalente".

La fattibilità dell'intervento risulta condizionata, oltre che dal rispetto delle Norme di Attuazione del PAI e relative Direttive che contengono le prescrizioni e gli indirizzi per la realizzazione di interventi su aree normate, anche dalle specifiche Linee Guida regionali emanate a specificazione di norme nazionali, relative ad Aree di Attrazione, Aree di Esclusione e Aree di Repulsione.

Con D.G.R. n. 3-1183 del 14/12/20102 si è avuta l'approvazione delle Linee Guida regionali per l'installazione degli impianti fotovoltaici a terra, le quali individuano quali aree "non idonee" a tale scopo le aree "in dissesto idraulico ed idrogeologico" individuate al punto 4, nell'ambito delle quali risultano incluse sia le "aree comprese all'interno della fascia fluviale A e B, costituita dalla porzione di alveo che è sede prevalente del deflusso della piena di riferimento, sia le aree individuate in classe IIIa nella Carta di sintesi delle pericolosità, nonché le aree caratterizzate da frane attive e quiescenti (Fa, Fq)".

La D.G.R. 3-1183 del 14/12/2010 trova il suo fondamento direttamente nell'art. 12 comma 10 del D. Lgs. 387/03, il quale consente alle regioni di procedere, in attuazione delle linee guida nazionali approvate in sede di Conferenza unificata, alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti finalizzati alla produzione di energia da fonti rinnovabili: trattasi quindi di previsioni che trovano diretta applicazione nell'ambito dei procedimenti di cui al comma 3 del citato articolo 12,

indipendentemente dal formale recepimento delle stesse negli atti di pianificazione territoriale.

Le attività istruttorie in merito agli aspetti idraulici degli interventi sottoposti a Valutazione di Impatto Ambientale insistenti su aree interessate dal PAI e dal PGRA sono svolte dai preposti uffici regionali in modo coordinato con le competenze dell'A.I.Po. (Agenzia interregionale del fiume Po), costituita nel 2001.

Il quadro delineato rappresenta lo scenario di pericolosità per alluvioni del Tanaro nell'ambito locale di riferimento da cui discernono, sia le norme di pianificazione con le rispettive limitazioni di intervento sopra esposte, sia l'oggettivo scenario di rischio idraulico che, nella situazione attuale, varia mediamente da elevato (R3), soprattutto in riferimento allo sviluppo di pratiche agricole, a molto elevato (R4), in relazione principalmente all'attività estrattiva esercita su parte dell'area in oggetto (ved. tavola allegata "PGRA – Rischio").

Nella definizione dello scenario di rischio atteso in relazione alla tipologia degli interventi in programma, riveste una particolare importanza la ricostruzione delle condizioni di piena verificatesi in occasione di particolari gravosi recenti eventi.

A titolo esemplificativo si riportano in allegato alcune tavole desunte dalle elaborazioni del Geoportale dell'ARPA Piemonte, raffiguranti i processi e le aree interessate dall'esondazione delle acque del Tanaro in corrispondenza del sito di San Marzanotto nel corso degli eventi del 1994 – 1996 – 2016 – 2020 (ved. tavole allegate "Evento alluvionale 1994" – "Evento alluvionale 1996" – "Evento alluvionale 2016" – "Evento alluvionale 2020"), oltre a una tavola con evidenziate le aree inondabili anche per tempi di ritorno pari o superiori a 50 anni, inferiori alla piena di riferimento duecentennale (ved. tavola allegata "Aree inondabili - BDGeo100").

Si allega inoltre una tavola in cui sono evidenziati i danni alla rete viaria registrati in occasione di piene particolarmente gravose, soprattutto connesse all'evento del 1994 (ved. tavola allegata "Danni alla rete viaria - BDGeo100").

Sulla base di quanto riportato nelle tavole allegate, in relazione in particolare all'evento del 1994, si constata come l'area oggetto di proposta di intervento possa essere interessata da criticità di tipo idraulico significative. Durante l'evento di piena preso a riferimento si sono registrate, in corrispondenza di superfici morfologicamente non depresse, altezze idrometriche dell'ordine di circa 1,5 m da p.c. Le problematiche maggiori sono tuttavia connesse alla dinamica delle acque di esondazione che,

tracimando in corrispondenza della sponda esterna del meandro presente a valle del sito, defluiscono con alta energia sulle superfici che potrebbero essere interessate dalle opere proposte.

Sono inoltre segnalati processi legati a variazioni morfologiche in alveo, esplicitati soprattutto in erosioni spondali.

Si fa inoltre presente che su una porzione dell'area pedecollinare in cui è prevista la collocazione di opere relative all'intervento in oggetto, si ha segnalazione di un fenomeno franoso di tipo areale complesso, sviluppato su una superficie di circa 3,3 ha, censito nella cartografia SIFraP – Sistema Informativo fenomeni franosi in Piemonte (ID frana 54031700), che limita fino a precludere alcune tipologie di intervento sulla base delle norme PAI e urbanistiche (ved. tavola allegata "SIFraP – Sistema Informativo fenomeni franosi in Piemonte").

In merito all'intenzione di realizzare anche impianti idroelettrici mediante nuovi sbarramenti nell'alveo del Tanaro, si riporta una tavola derivata dal Catasto sbarramenti regionale illustrante le opere attualmente esistenti nel tratto compreso tra Alba e Castello di Annone in modo da avere riferimenti di ricerca utili per ricavare preventive indicazioni sulle caratteristiche geometriche e sulle potenzialità dei salti effettivamente realizzabili nel tratto in esame condizionanti, insieme alle portate, le relative produzioni potenziali di energia elettrica (ved. tavola allegata "Catasto sbarramenti – Regione Piemonte").

CASTELLO D'ANNONE

id = '1009'
codinvaso = 'AT01053'
tipoinvaso = 'Traversa'
stato = 'Attivo'
categoria = 'A'
statocateg = 'Attivo - A'

ASTI

id = '1010'
codinvaso = 'AT01054'
tipoinvaso = 'Traversa'
stato = 'Attivo'
categoria = 'A'
statocateg = 'Attivo - A'



CASTAGNOLE DELLE LANZE

id = '927'

codinvaso = 'AT01043'

tipoinvaso = 'Diga permanente'

stato = 'Non di competenza regionale'

categoria = 'A'

statocateg = 'Non di competenza regionale - A'

id = '928'

codinvaso = 'AT01044'

tipoinvaso = 'Diga permanente'

stato = 'Non di competenza regionale'

categoria = 'A'

statocateg = 'Non di competenza regionale - A'

ALBA

id = '2129'

codinvaso = 'CN01124'

tipoinvaso = 'Diga permanente'

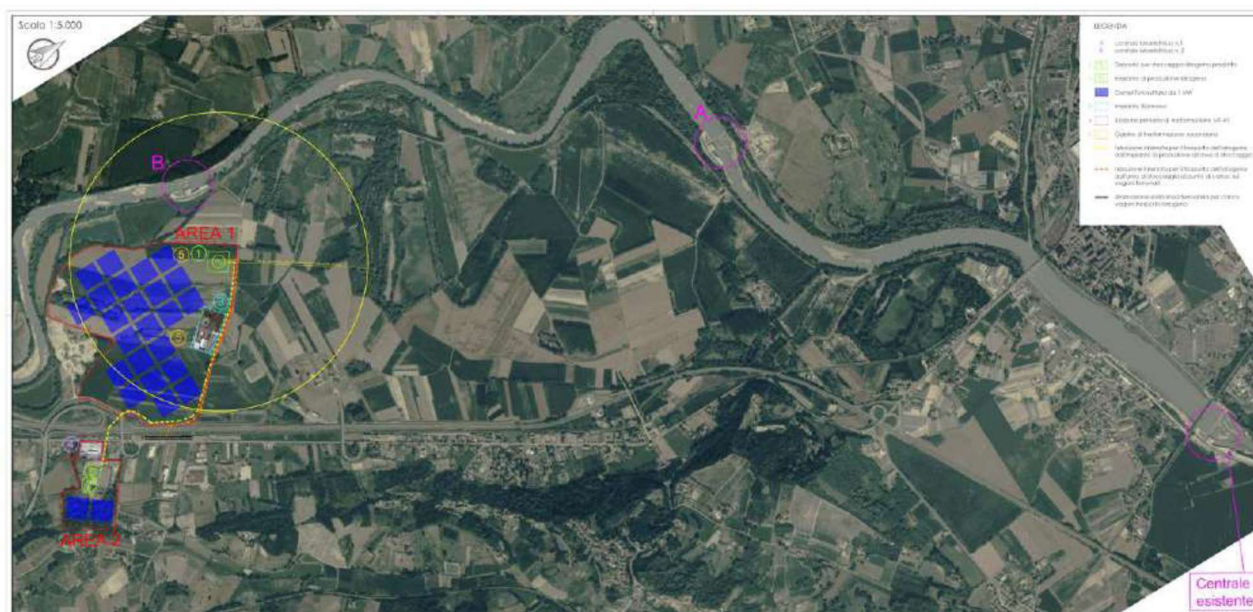
stato = 'Non di competenza regionale'

categoria = 'A1'

statocateg = 'Non di competenza regionale - A1'

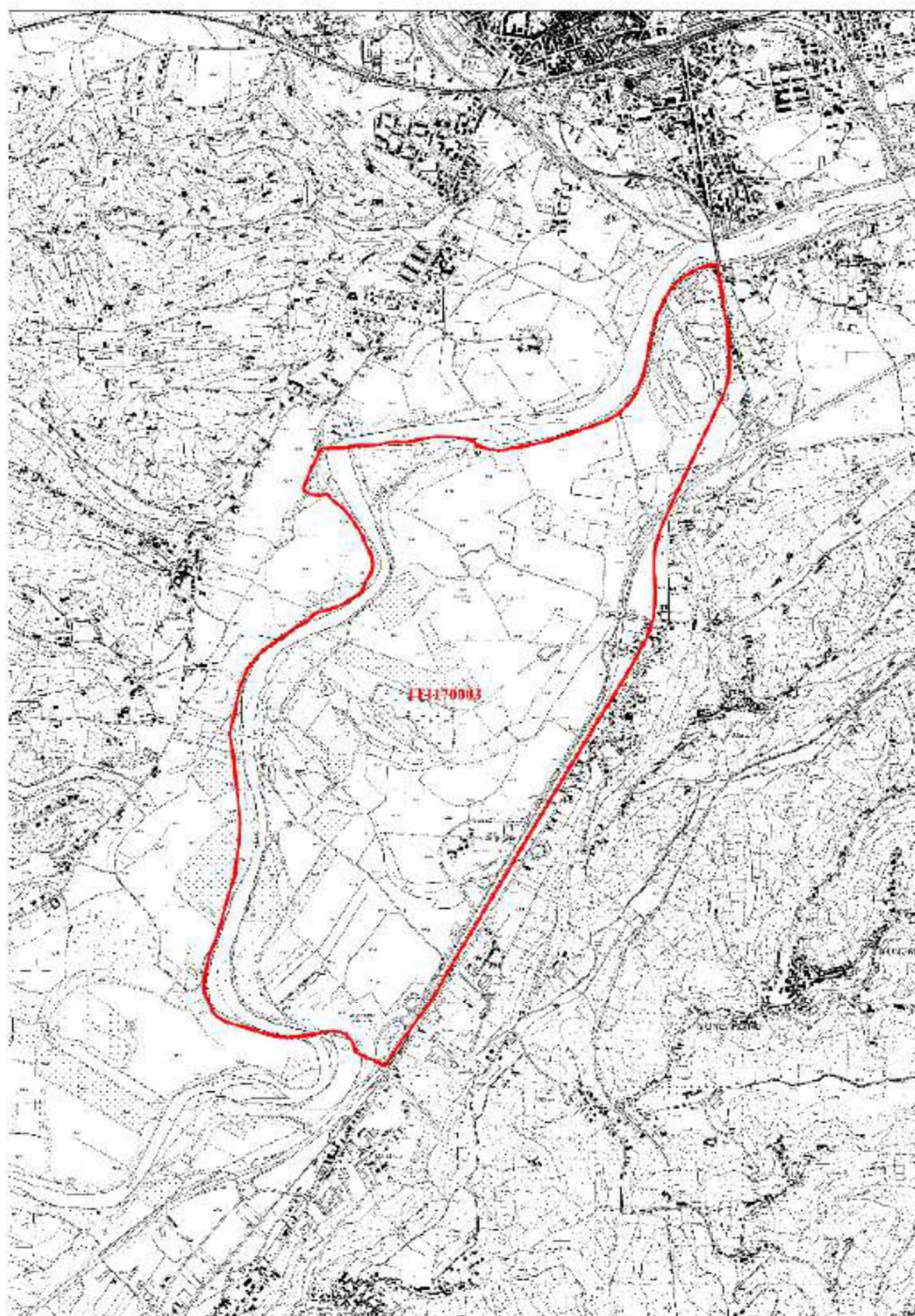
8.3 Paesaggistica e habitat

Secondo quanto riferito dall'Ente, la superficie potenzialmente destinata alla realizzazione dell'impianto per la produzione di idrogeno verde in oggetto potrebbe essere distribuita su due porzioni del territorio astigiano lungo la riva destra del fiume Tanaro distinte tra Area 1 e Area 2, così come schematicamente rappresentato in Fig. 2.



Cap. 8 - Fig. 2. - Rappresentazione schematica del sito potenzialmente assunto per la realizzazione dell'impianto H2

Le osservazioni di seguito esposte sono formulate con particolare riferimento al sito di San Marzanotto individuato nella sua interezza nel riquadro rosso in Fig. 3.



Cap. 8 - Fig. 3. - Nel riquadro rosso individuazione del sito di San Marzanotto. Rete Natura 2000 - Siti di Importanza Comunitaria.

Nello specifico il riferimento a tale sito, riconosciuto come IT1170003 Stagni di Belangero, è dovuto al fatto che esso fa parte della Rete Natura 2000, essendo stato designato SIC (Sito di Importanza Comunitaria) oltreché ZSC (Zona Speciale di Conservazione).

Le motivazioni che hanno condotto alla nomina di entrambi gli istituti sono derivate dalle analisi svolte nel tempo riguardanti le peculiarità a carattere

paesaggistico ed il patrimonio di tipo floristico e faunistico, al fine di salvaguardare le specie che vi appartengono.

Pertanto, la tutela del Sito non può prescindere dall'osservanza degli strumenti legislativi e di pianificazione attualmente a disposizione, consistenti nelle "Misure di conservazione sito-specifiche" approvate con D.G.R n. 24-4043 del 10/10/2016 a cui è seguita la stesura del Piano di Gestione 2019 (approvato in data 09-04-2019), entrambi redatti in conformità alle Direttive 92/43/CEE "Habitat" e 2009/147/CE.

In particolare, le suddette Misure di Conservazione individuano le macro-tipologie ambientali e le principali specie, comprese quelle di interesse conservazionistico non inserite nelle Direttive, che caratterizzano il Sito (ved. "All. A-Principali tipologie ambientali e principali specie) definendone rilevante la loro presenza, promuovendo la definizione di "piani, programmi, progetti, interventi, attività e opere che contribuiscano allo stato di conservazione degli habitat e delle specie di interesse comunitario".

Data l'elevata specificità e ricchezza del territorio in esame, deve essere espletata la Valutazione di incidenza (VInCA), considerando l'impianto tra le "opere suscettibili di determinare, direttamente o indirettamente, incidenze significative, alterando il loro stato di conservazione, sugli habitat o sulle specie inserite negli allegati della Direttiva Habitat e nell'Allegato I della Direttiva Uccelli".

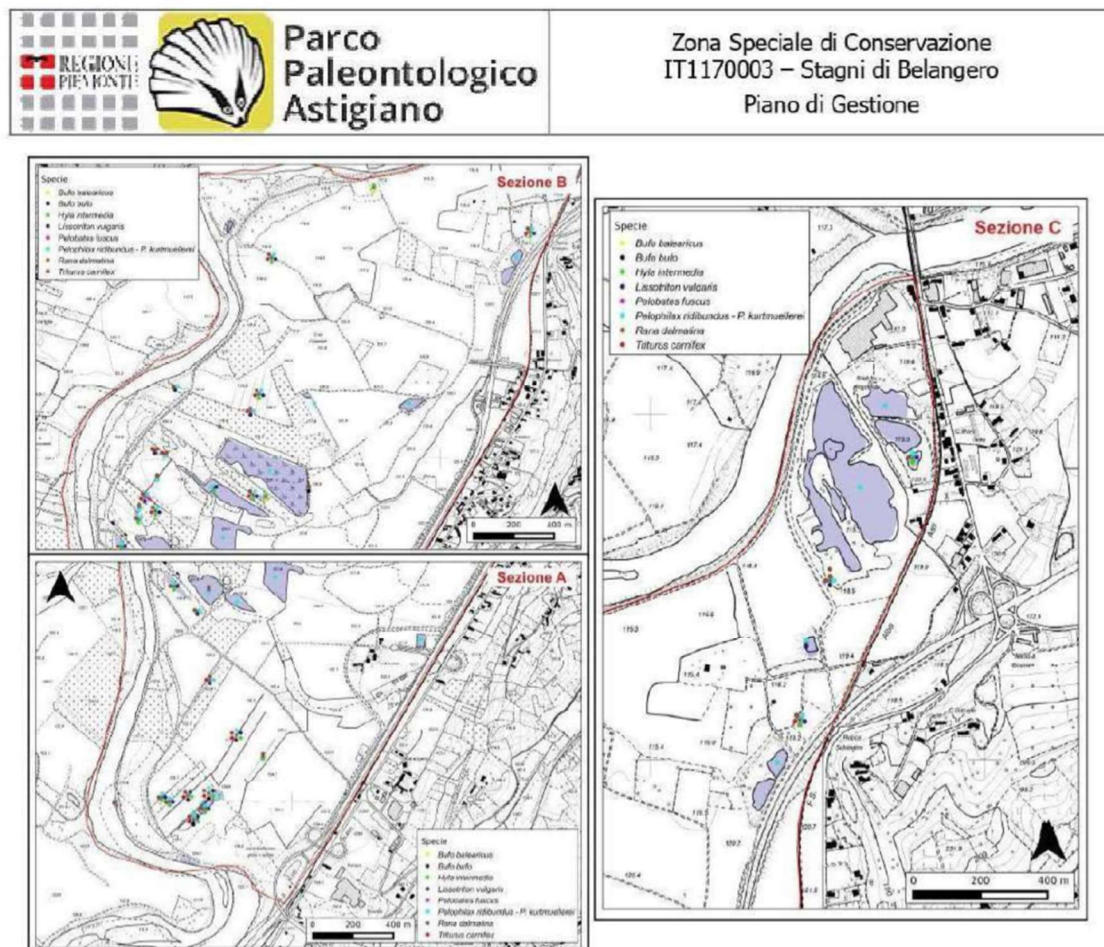
A tal proposito, occorre far riferimento alle Nuove Linee Guida VInCA Nazionali che la Regione Piemonte ha recepito con la Deliberazione della Giunta Regionale n. 55-7222 del 12/07/2023 ed all'aggiornamento delle disposizioni procedurali definite per la gestione della Rete Natura 2000 e contestualmente delle Misure di Conservazione stesse, ritenendo di fondamentale importanza la gestione della procedura VInCA anche per i piani generali o di settore, i progetti, gli interventi e le attività i cui effetti ricadano all'interno dei Siti Natura 2000, anche se collocati al di fuori di essi.

Inoltre, facendo riferimento al D.G.R. n. 3-1183 del 14/12/2010, sono stati individuati come non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici a terra i siti e le "aree protette nazionali di cui alla legge 394/1991 e Aree protette regionali di cui alla l.r. 12/1990 e alla l.r. 19/2009, siti di importanza comunitaria nell'ambito della Rete Natura 2000".

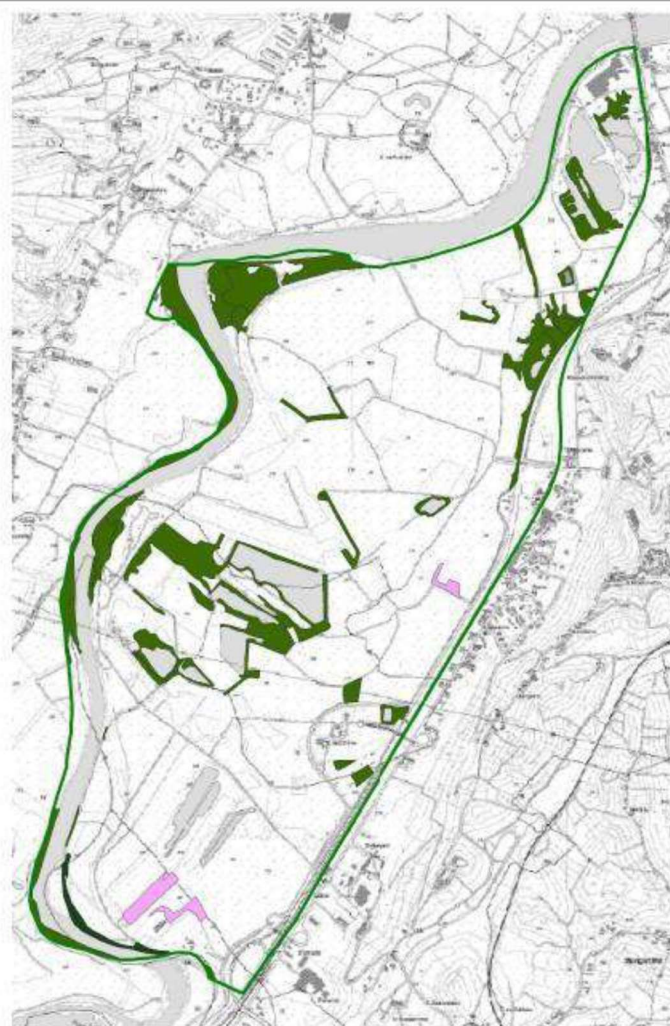
Secondo quanto riportato nel Piano di Gestione attualmente in vigore, l'istituzione della ZSC è stata deliberata per salvaguardare nello specifico una popolazione regionale anfibia, considerata una specie ad elevato rischio di estinzione, oltreché diverse altre specie di Anfibi e Rettili riportate nella Sezione A in Fig. 4 (ved. estratto del Piano di Gestione 2019 – Aspetti Biologici – Vertebrati).

Per quanto riguarda il patrimonio faunistico, sono elencate le varie specie presenti distinguendo tra invertebrati, anfibi, rettili, avifauna di interesse comunitario; fanno eccezione i mammiferi di interesse comunitario di cui non si dispone di dati, sebbene l'area sia frequentata da alcune famiglie di Chiroteri al momento non identificate ma che risultano inserite nella Direttiva Habitat e nelle Misure di Conservazione proprie del Sito.

In ambito paesaggistico e floristico, il Piano di Gestione fornisce un'ulteriore classificazione degli habitat inseriti all'interno della ZSC. Fra quelli di interesse comunitario (laghi eutrofici naturali, fiumi alpini, fiumi delle pianure e montani, fiumi con argini melmosi, formazioni erbose e facies coperte dai cespugli, bordure planiziali montane ed alpine, praterie da fieno e foreste), nell'Area 1 si individua l'Habitat (91E0) della Rete Natura 2000 che corrisponde a "Saliceti di Salice bianco e pioppeti di pioppi bianco e nero", evidenziato in rosa in Fig. 5 (ved. estratto del Piano di Gestione 2019 – Aspetti Biologici – Habitat a priorità di conservazione).



Cap. 8 – Fig. 4. – Segnalazioni di Anfibi nel sito Natura 2000 Piano di Gestione 2019



Habitat 91E0 (rosa e retinato: in compresenza)

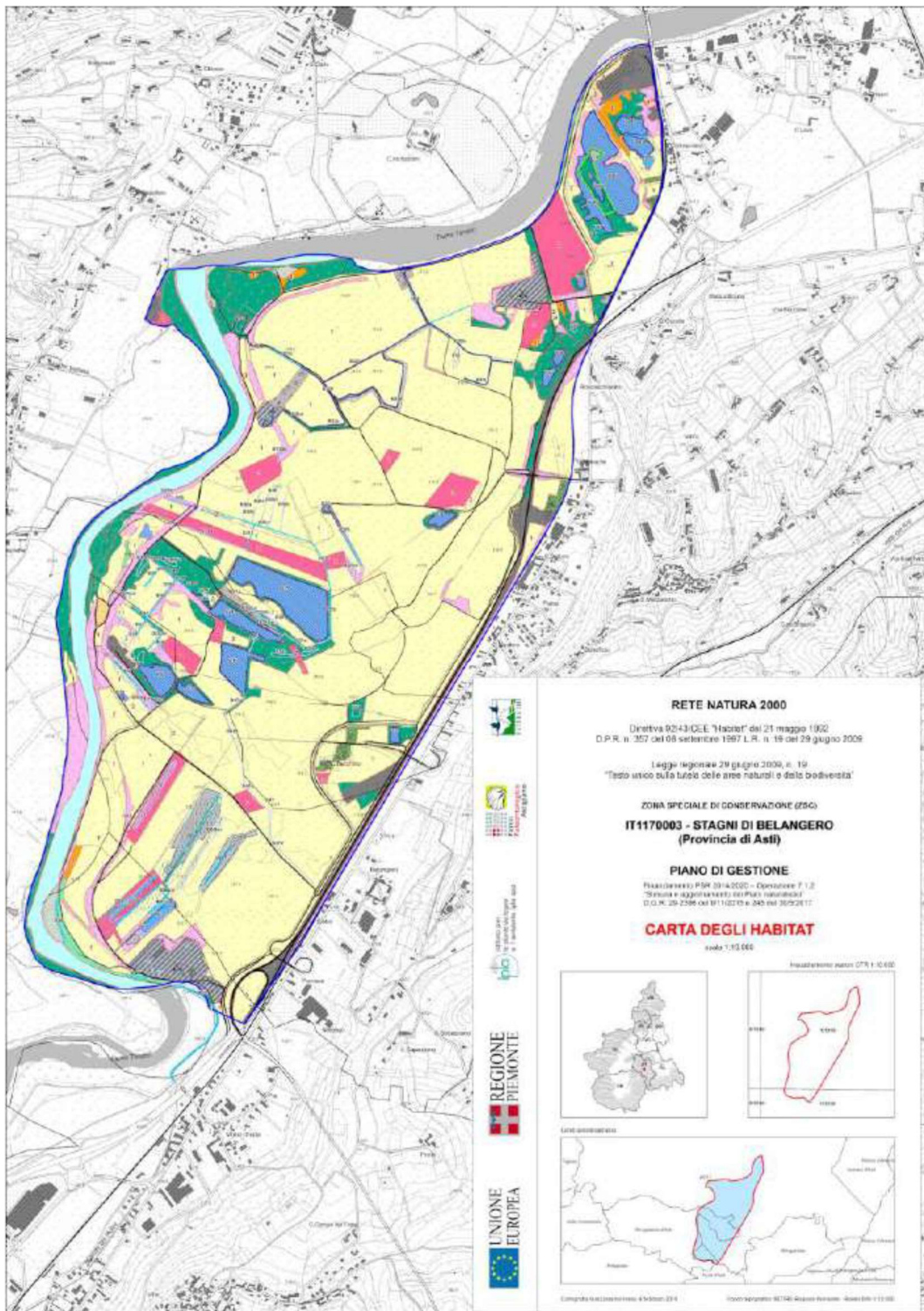
Cap. 8. - Fig. 5. - Localizzazione dell'Habitat 91E0 presente all'interno del Sito SIC San Marzanotto - Piano di Gestione 2019

Il sito oggetto di interesse IT1170003 Stagni di Belangero, che complessivamente si estende per circa 600 ha lungo la piana alluvionale posta sulla riva destra del fiume Tanaro, presenta un ampio assortimento di ambienti distinti in funzione dei tratti paesaggistici e delle destinazioni d'uso.

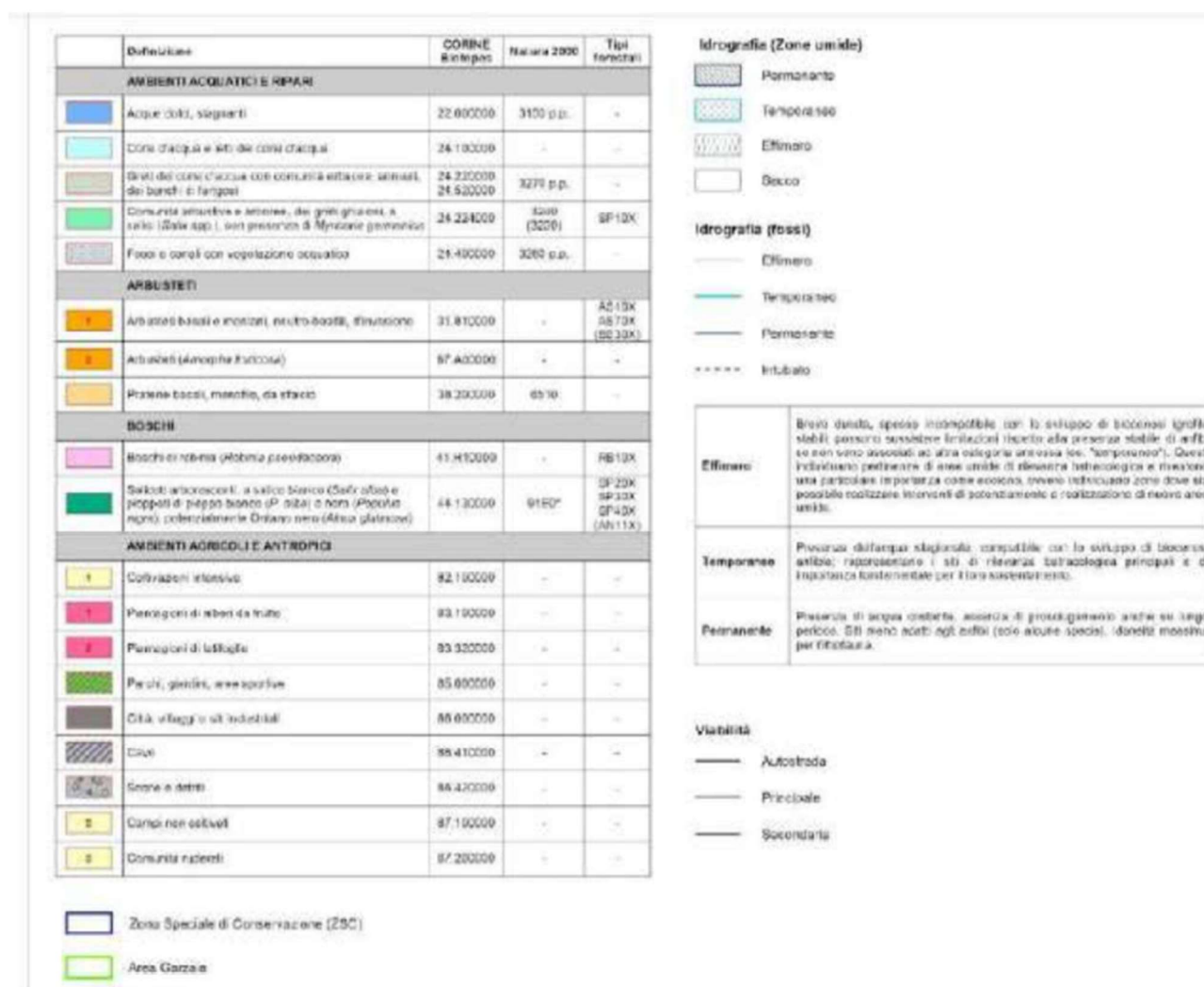
Come schematicamente illustrato nella Carta degli Habitat, estratta dagli Allegati del Piano di Gestione 2019 (Figg. 6-7), più della metà del territorio (56.2%) è occupato da suoli agricoli caratterizzati da coltivazioni intensive, campi non coltivati e comunità ruderali. La restante parte del territorio è ricoperta da boschi di latifoglie (robinieti, saliceti, pioppeti) e da piantagioni di pioppi ed alberi da frutto. Una ridotta quota parte del territorio è occupata da specchi d'acqua dolce, definiti sulla Carta ad idrografia permanente. Sono altresì presenti ambienti antropizzati, corrispondenti a poco più del

10% della superficie del Sito, corrispondenti per la maggior parte a siti industriali, cave, discariche di scorie e detriti ecc...

Focalizzando l'attenzione sull'impianto per la produzione di idrogeno verde in oggetto, la porzione del territorio potenzialmente interessato dalla sua realizzazione è caratterizzato da suoli ad uso agricolo destinati a coltivazioni di tipo intensivo, boschi di robinia, piantagioni di latifoglie ed acque dolci di ampiezza media classificate come temporanee stagionali e ritenute fondamentali al sostentamento di alcune specie anfibe presumibilmente ivi insediate. Sul fronte antropico, si riscontra un'area utilizzata come cava.



Cap. 8 - Fig. 6. - Carta degli Habitat del Sito IT1170003 Stagni di Belangero scala 1:10.000 – Allegati Piano di Gestione 2019



Cap. 8 - Fig. 7 - Carta degli Habitat del Sito IT1170003 Stagni di Belangero scala 1:10.000 – Allegati Piano di Gestione 2019 – Legenda

8.4 Conclusioni

Vengono di seguito riassunte le evidenze illustrate in merito alla fattibilità del progetto come esposto in via preliminare, evidenze che saranno oggetto di confronto con Enti, Stakeholder ed Autorità preposte al procedimento istruttorio per le necessarie autorizzazioni.

- Il sito in oggetto individuato come possibile sede degli interventi in programma, si inserisce in un contesto fluviale caratterizzato da una serie di accertate criticità connesse alla dinamica idraulica del F. Tanaro.

- Massima parte dell'area individuata per l'installazione dell'impianto ricade nelle delimitazioni delle fasce fluviali A-B-B di progetto del Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI).

- Le aree "in dissesto idraulico ed idrogeologico" individuate al punto 4 di cui alla D.G.R. n. 3- 1183 del 14/12/2010 sono ritenute "non idonee" per l'installazione degli impianti fotovoltaici a terra. Il fenomeno franoso censito nell'area pedecollinare limita fino a precludere alcune tipologie di intervento sulla base delle norme PAI e urbanistiche.

- Il territorio presentato in via preliminare su cui potrebbe insistere l'impianto ricade parzialmente in un sito classificato di interesse comunitario (SIC).

- Il progetto vede un utilizzo significativo del suolo, in termini di superficie occupata, per l'installazione di pannelli fotovoltaici.

- La produzione di energia elettrica da biogas deve necessariamente prevedere la realizzazione di bio digestori il cui impatto deve essere adeguatamente valutato.

- La produzione di energia elettrica da biogas, realizzata mediante un motore cogenerativo, determina oltre alle emissioni in atmosfera associate al processo di combustione, una produzione di energia termica di cui deve essere individuato un utilizzo nel rispetto dei criteri di efficientamento energetico associato alla installazione.

- La realizzazione di impianti di produzione di energia idroelettrica sul fiume Tanaro impone una valutazione delle ricadute sullo stesso e sulle aree limitrofe nel dimensionamento del salto previsto in funzione dell'energia utile stimata per il processo elettrolitico di produzione di idrogeno verde.

- Gli impianti elettrolitici, il sistema di compressione e lo stoccaggio dell'idrogeno prodotto necessitano di opere edili di cui deve essere valutato l'impatto associato.

- L'impianto per la produzione di idrogeno, per le sue caratteristiche intrinseche, deve necessariamente prevedere opere di mitigazione e contenimento del rischio associato di incendio/esplosione. In relazione allo stoccaggio di idrogeno complesso

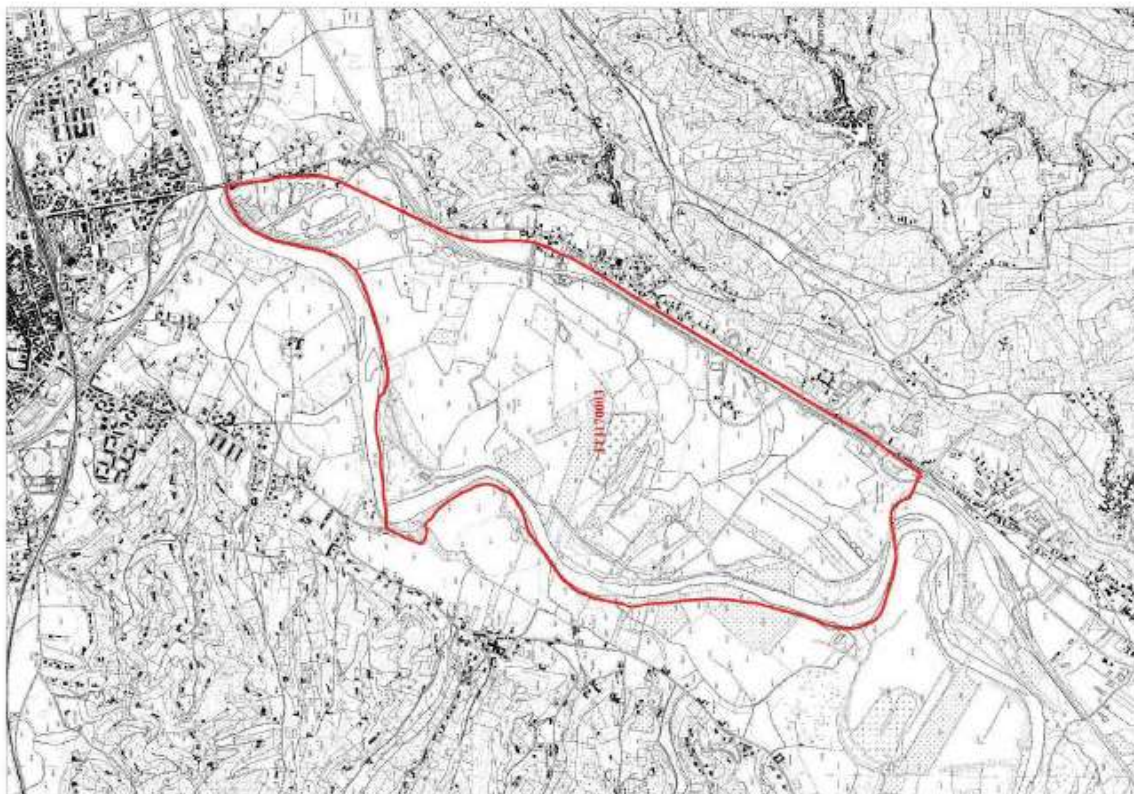



dovrà valutarsi la capacità per considerare se possa rientrare o meno nel campo di applicazione del D.Lgs. 105/2015 (Seveso Ter).

La valutazione delle caratteristiche del sito e delle peculiarità dell'impianto nel suo complesso quali elementi alla base del giudizio in merito all'opportunità di localizzazione del progetto nel luogo individuato, hanno portato il gruppo di lavoro a giudicare l'area di San Marzanotto, allo stato attuale, NON IDONEA all'insediamento degli impianti in oggetto.




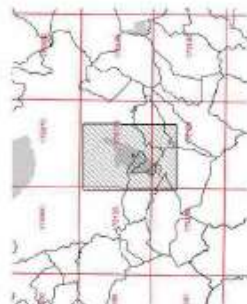
8.5 Allegati




RETE NATURA 2000
Siti di Importanza Comunitaria

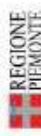
Direttiva 21 maggio 1992 relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche
92/43/CEE - "HABITAT"


Stagni di Belangero (Asti)
Codice sito: IT1170003

Scala 1:25.000
0 1000 m

Novembre 2014


Elaborazione della cartografia a cura di P.I.A.
e del Servizio Siti Natura 2000 Piemonte


Realizzazione ed aggiornamento a cura del



PGRA - Pericolosità



1/12/2023

- Probabilità di alluvioni elevata (tr. 10/20)
- Probabilità di alluvioni media (tr. 100/200)
- Probabilità di alluvioni scarsa (tr. 500)

Scenari di alluvioni - Pericolosità

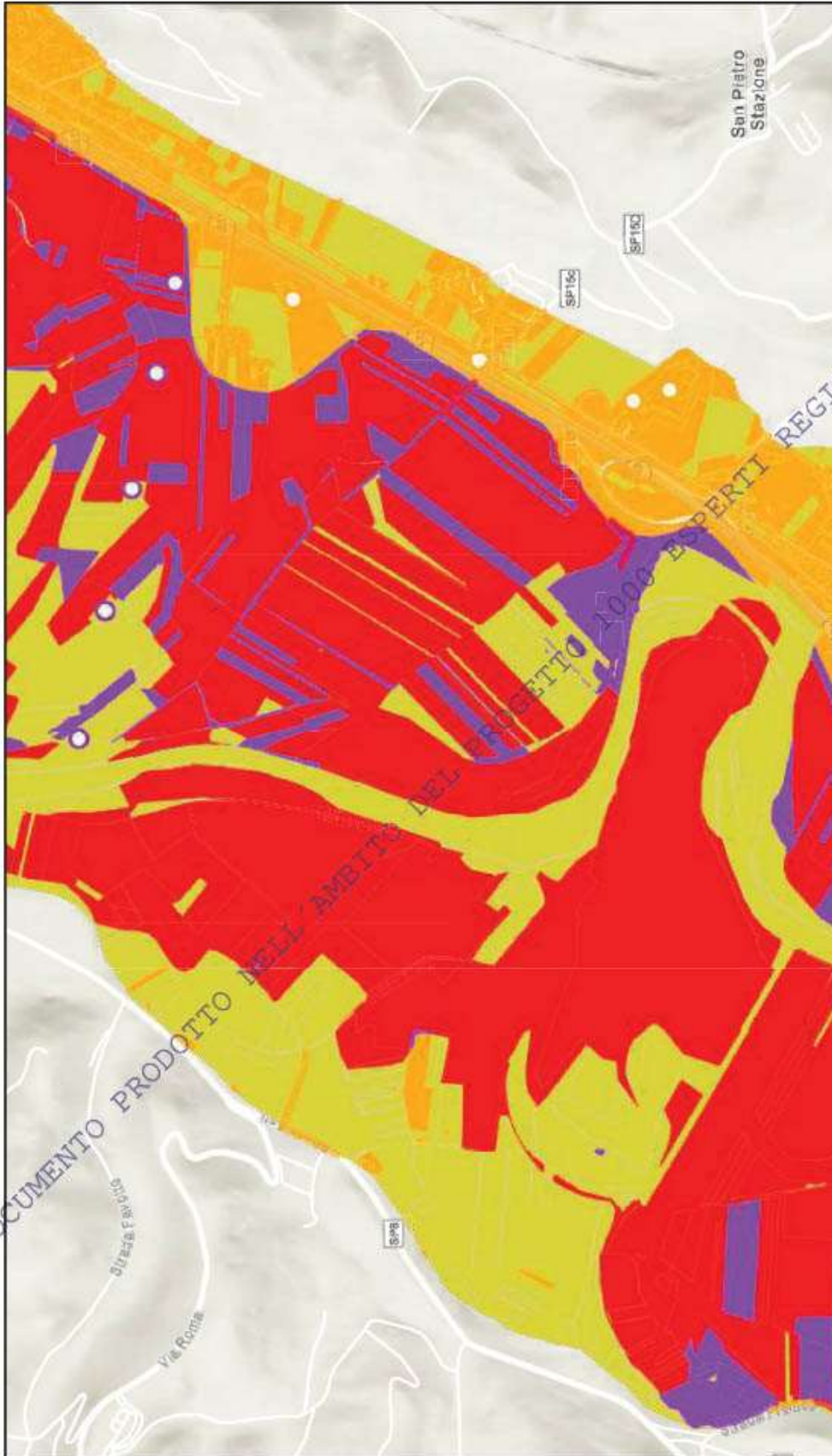
World Hillshade

Source: Esri, AlphaGraphics, USGS, NGA, NASA, CGIAR, N Robinson, NCEAS, NLS, OS, NOAA, OpenStreetMap contributors, Swatchcat, Esri, Garmin, GEBCO, NOAA, USGS, © OpenStreetMap contributors, and the GIS User Community

Alpa Piemonte - Geoportale



PGRA - Rischio



1/12/2023

■ R1 - Rischio moderato
■ R2 - Rischio medio
■ R3 - Rischio elevato
■ R4 - Rischio molto elevato

Scenari di rischio - Elementi areali

■ R1 - Rischio moderato
■ R2 - Rischio medio
■ R3 - Rischio elevato
■ R4 - Rischio molto elevato

Scenari di rischio - Elementi lineari

1:20.000

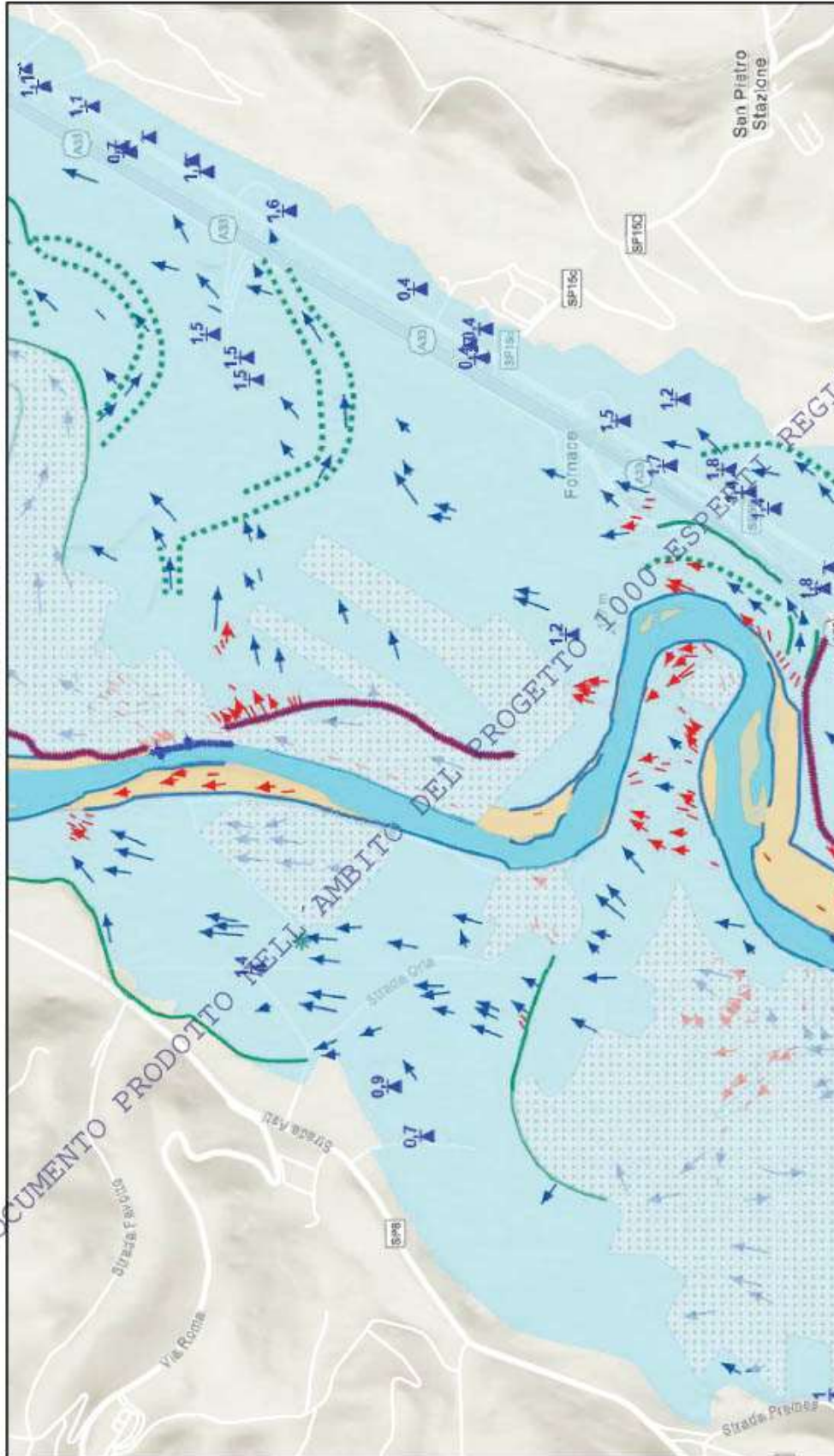
0 0.1 0.2 0.4 mi
0 0.1 0.2 0.4 km

Source: Esri, AlphaGraphics, USGS, NOAA, NASA, CGIAR, N Robinson, NCEAS, NLS, OS, NOAA, OpenStreetMap contributors, Swatchbears, GSI, Esri, DeLorme, FMA, Imagery, Mapbox, OpenStreetMap contributors, Swatchbears, Esri, Garmin, FRC, NOAA, USGS, © OpenStreetMap contributors, and the GIS User Community

Alpa Piemonte - Geoportale

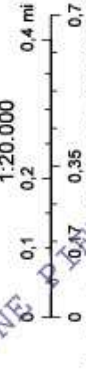


Evento alluvionale 1994



1/12/2023

1:20.000



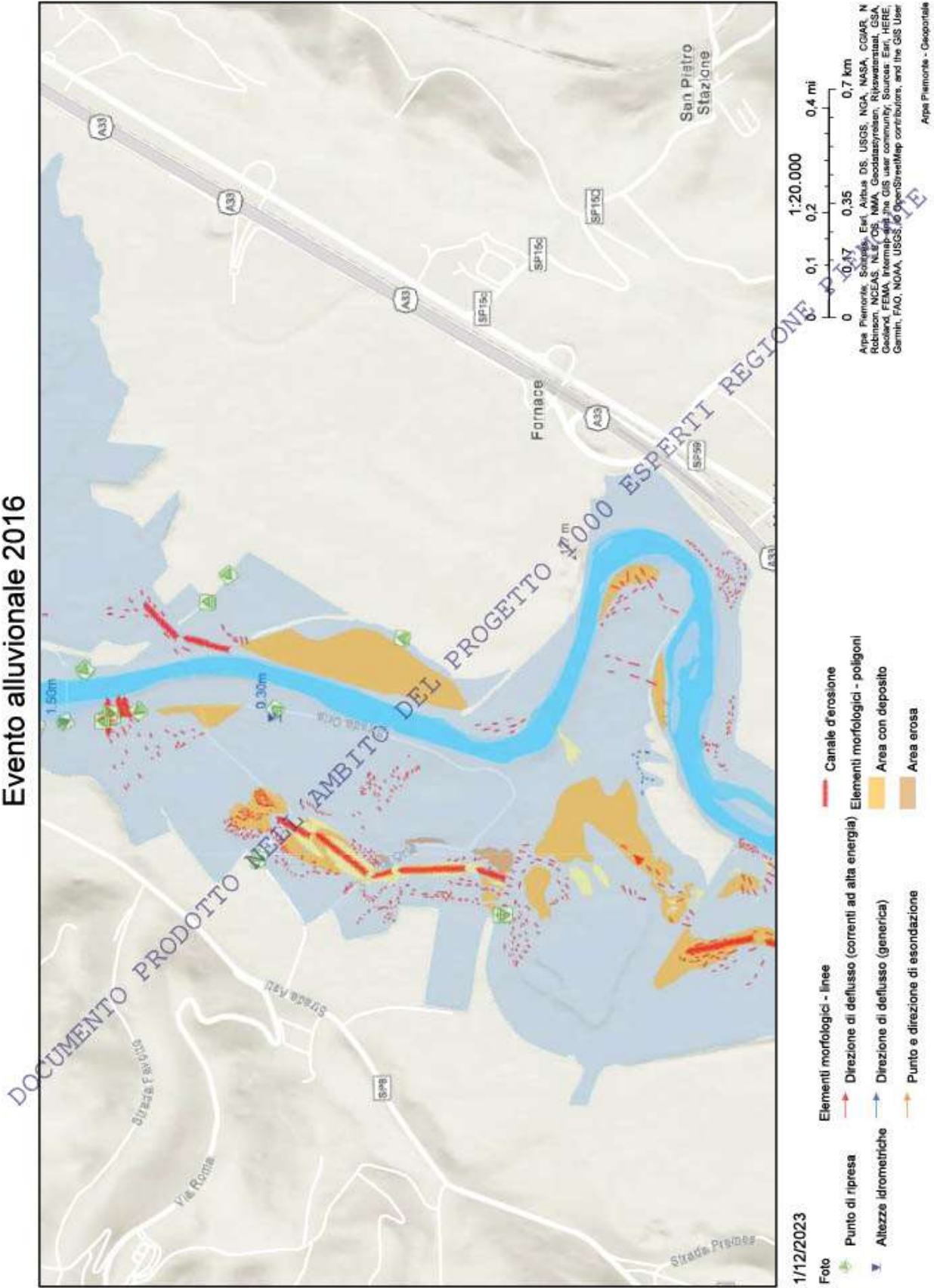
- ▲ Altezze in metri
- Danni ed infrastrutture coinvolte - Elementi lineari
- Elementi morfologici puntuali
- Area con deposito prevalentemente limoso-sabbioso
- Opere di sistemazione/Opere idraulica
- Opere di sistemazione/Opere idraulica
- Manufatti ed infrastrutture - Elementi areali

Appe Piemonte, Sorrels, Esri, Airbus DS, USGS, NOAA, NASA, COMAR, N
 Robinson, NCSAS, NLI, GB, NMA, G. codarusyran, R. N. W. S. A. M. C. S. A.
 Robinson, FEMA, NLI, GB, NMA, G. codarusyran, R. N. W. S. A. M. C. S. A.
 Garmin, FAO, NOAA, USGS, Esri, OpenStreetMap contributors, and the GIS User
 Community

Appe Piemonte - Geoportale

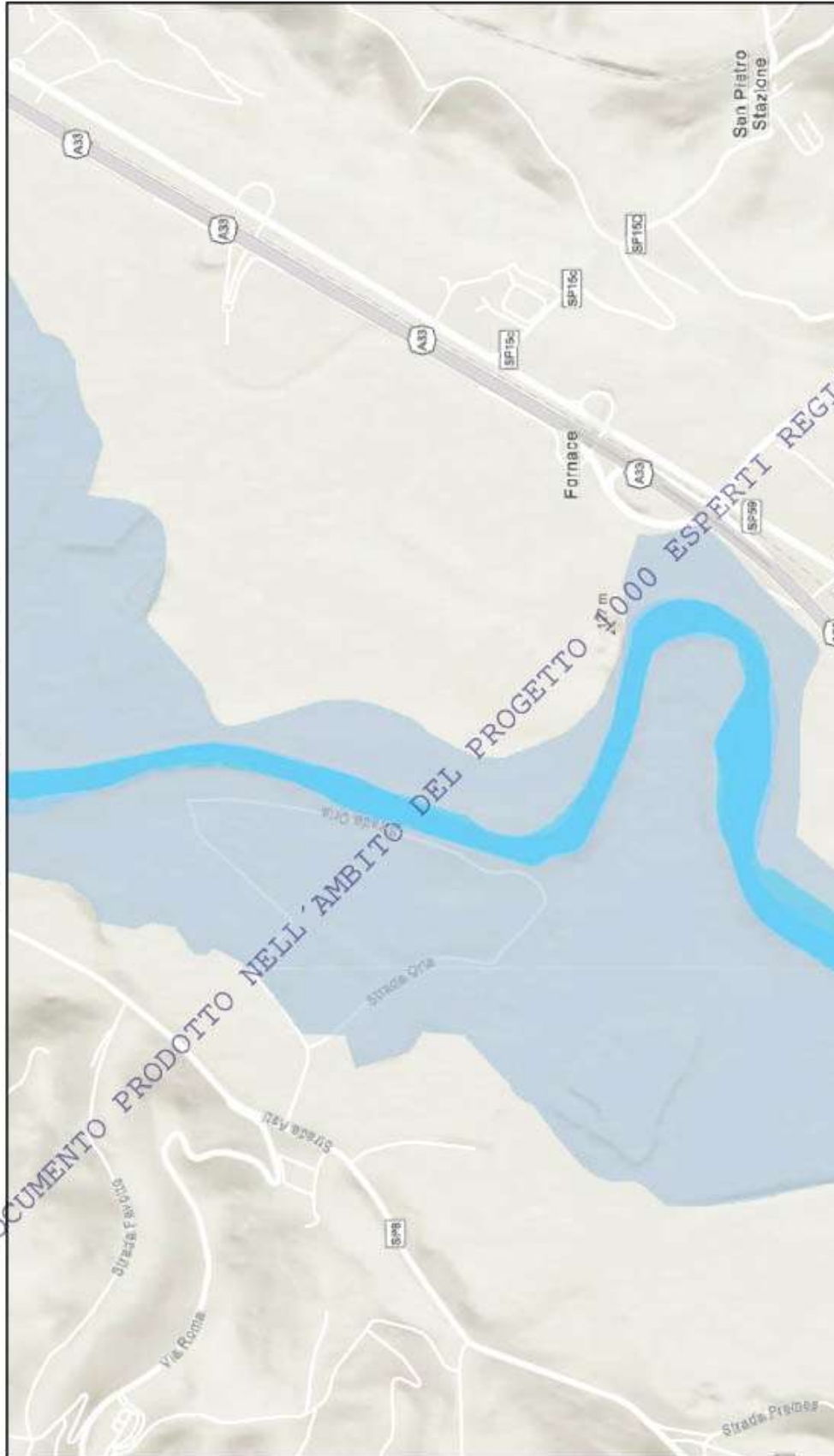


Evento alluvionale 2016





Evento alluvionale 2020



1/12/2023

Area inondate/allagate

Area inondata/allagata

Alveo non differenziato

World Hillshade

1:20.000

0 0.1 0.2 0.4 mi

0 0.1 0.2 0.4 km

Alpe Piemonte, Sorialis, Esri, Airbus DS, USGS, NOAA, NASA, COMAR, N
Rodinson, NCSA, NLE, GE, NGA, Geodatasystem, Riverwatch, CSA,
Coulter-EMMA, NGA, Geospatial, Source: Esri, HERE,
Garmin, FAO, NOAA, USGS, OpenStreetMap contributors, and the GIS User

Alpe Piemonte - Geoportale



Aree inondabili (BDGeo100)



1/12/2023

Tempi di ritorno

Eventi di piena con tempi di ritorno generalmente superiori a 50 anni. Tale situazione può essere modificata in futuro da fenomeni di ripascimento.

Tipo di deposito

Dato storico - non determinabile

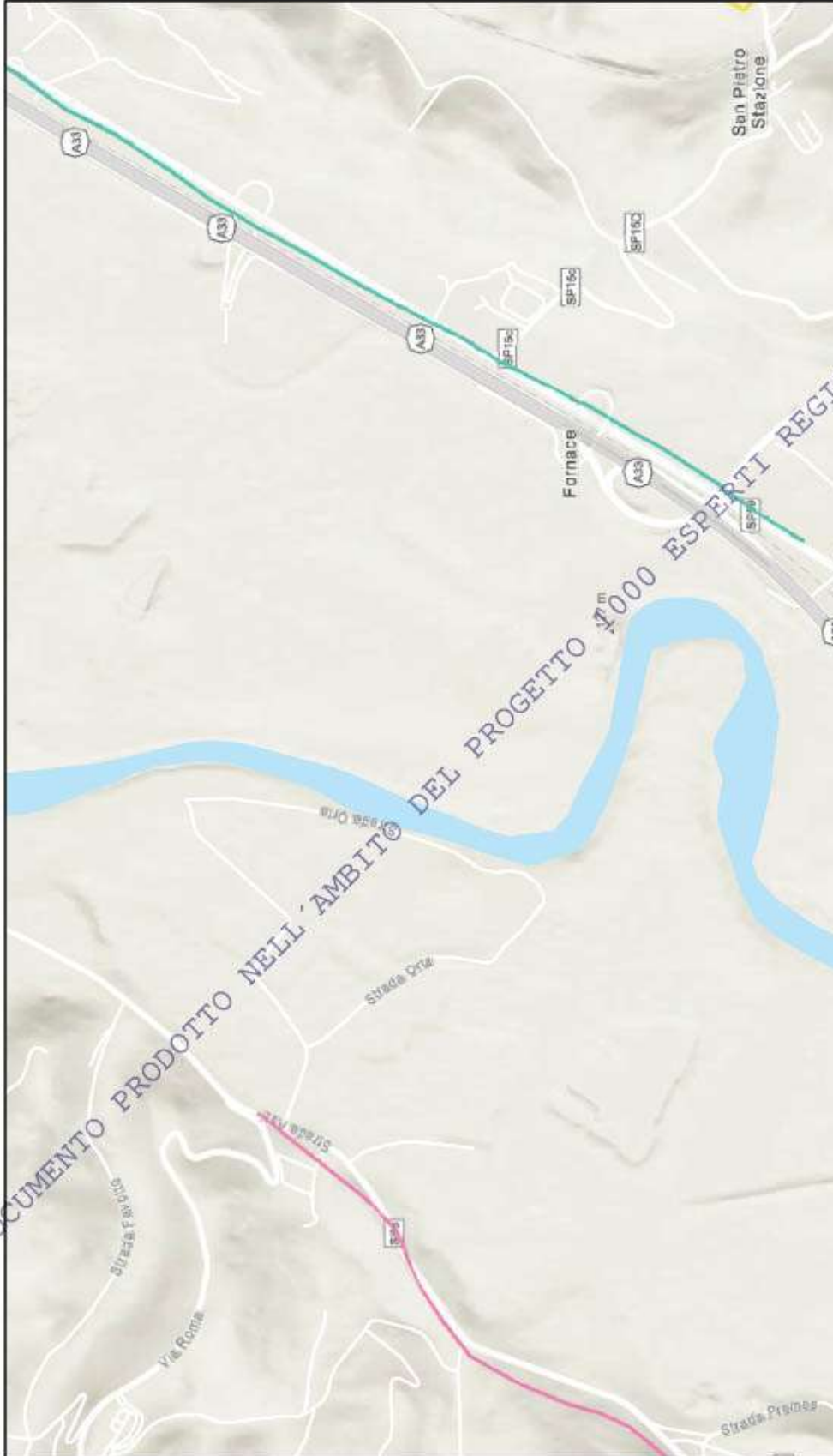
World Hillshade

Source: Esri, AlphaGraphics, USGS, NGA, NASA, CGIAR, N Robinson, NCEAS, NLS, OS, NOAA, OpenStreetMap contributors, GEBCO, Esri, DeLorme, NAVTEQ, Swatch24, Swire, NOAA, USGS, OpenStreetMap contributors, and the GIS User Community.

Alpa Piemonte - Geoportale



Danni alla rete viaria (BDGeo100)



1/12/2023

Tronchi soggetti ad interruzioni per attività fluviale o torrentizia — da 4 a 8 casi accertati

— da 1 a 3 casi accertati

Tronchi soggetti ad interruzioni per frane

— da 1 a 3 casi accertati

World Hillshade

Source: Esri, AlphaGraphics, USGS, NGA, NASA, CGIAR, N Robinson, NCEAS, NLS, OS, NOAA, OpenStreetMap contributors, Swatch, GEBCO, Esri, DeLorme, NAVTEQ, Aero, IGN, Intermap, Inc., Swisstopo, Esri, Garmin, FRC, NOAA, USGS, OpenStreetMap contributors, and the GIS User Community.

Alpa Piemonte - Geoportale



Catasto sbarramenti - Regione Piemonte



1/12/2023

- ★ In esercizio-A
- ★ In esercizio-A1
- ★ In esercizio-A2
- ★ In esercizio-B
- ★ In esercizio-C
- ★ Dismessi
- ★ Non di competenza regionale

- ▲ Dighe di competenza nazionale
- World Hillshade
- Dighe di competenza regionale

Dighe di competenza nazionale

1:200.000

5 mi
8 km

Source: Esri, Alpha, JB, USGS, NGA, NASA, CNGAR, N Robinson, NCEAS, NLS, DE LIMA, GeoEye, IGN, AerGRID, AIR, IGN, Esri, Swire, NGA, NOAA, USGS, © OpenStreetMap contributors, and the GIS User Community

Alpa Piemonte - Geoportale

9 Due diligence sull'area P.I.P di Quarto, frazione di Asti

9.1 Procedimenti tecnico-amministrativi di riferimento e verifica di fattibilità

Il progetto per la produzione di idrogeno verde si basa sulla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Il progetto, considerate le matrici di produzione di energia rinnovabile e le potenzialità previste, rientra nel contesto di cui al D.Lgs. 387/03 e art. 27bis D.Lgs 152/06. Per inciso, considerato il solo fotovoltaico quale fonte di energia rinnovabile (escludendo, pertanto, idroelettrico e biogas), concentrando gli interventi nell'area già destinata a usi produttivi/industriali/artigianali, la potenzialità associata e limitata al primo lotto (3 MW) consentirebbe la possibilità di aderire alla procedura autorizzatoria semplificata (PAS), con riferimento al d.l. 13/2023, come modificato dal d.l. 181/2023 convertito in L. 11 del 03/02/24.

Di seguito vengono evidenziati gli aspetti da affrontare nel corso dell'iter progettuale, a partire dalla fase di progettazione preliminare, aspetti caratterizzanti le matrici energetiche delle fonti rinnovabili individuate.

Idroelettrico

Parallelamente all'iter previsto ai sensi del D.Lgs. 387/03, deve essere ottenuta la concessione di derivazione d'acqua superficiale (fiume Tanaro) ai sensi del Reg. n. 10/R/2003 come modificato dal Reg. 2/R/2015.

In merito alla potenzialità, funzione della portata e del salto idraulico, dovranno essere valutati gli impatti ambientali che deriveranno dalla realizzazione delle traverse afferenti le due centrali idroelettriche previste, oltre al deflusso minimo vitale che dovrà essere garantito dall'opera, oggetto della progettazione definitiva.

Biogas

La produzione di biogas è strettamente collegata alla realizzazione di biodigestori che dovranno essere alimentati con reflui zootecnici e biomasse vegetali; dall'esercizio dell'impianto deriva la produzione di digestato che potrà conseguentemente essere utilizzato presumibilmente come fertilizzante/ammendante organico ad effetto concimante.

Entrambe le condizioni (alimentazione biomassa e smaltimento digestato) dovranno essere realizzate mediante accordi con i rispettivi fornitori/utilizzatori sulla base dei parametri dimensionali dell'impianto e dei terreni a disposizione per

l'utilizzazione agronomica che dovranno essere adeguati a ricevere i composti azotati caratterizzanti il digestato.

L'impianto nel suo complesso, dalle baie o vasche di stoccaggio, ai digestori anaerobici, comporta la realizzazione di importanti opere edili (baie, vasche, edifici) e un impegno significativo di superfici che dovrà essere identificato nella disponibilità e nei titoli nel corso della progettazione.

Motore cogenerativo

Il biogas prodotto sarà utilizzato come combustibile alimentato ad un motore cogenerativo per la produzione combinata di energia elettrica e termica, il cui input è stimabile in ca. 2,3 MW a fronte di una potenza elettrica di ca. 1 MWe.

Acclarato che l'energia elettrica costituirà una delle componenti delle energie rinnovabili utilizzate per la produzione di idrogeno verde, si renderà opportuno e necessario identificare possibili utilizzatori di energia termica, energia in eccesso rispetto a quella utile nei processi in esame (i.e. riscaldamento biodigestori anaerobici).

Fotovoltaico

La potenzialità dell'impianto fotovoltaico, risultando direttamente correlata alle aree individuate nel sito di Quarto, non potrà che discendere dalle superfici in cui allo stato attuale è possibile intervenire l'estensione futura dell'impianto per raggiungere la potenzialità complessiva a soddisfare la produzione di idrogeno verde funzione dell'incremento della domanda sarà subordinata alla modifica delle classi e destinazione d'uso attribuite dal PRGC.

L'impianto considerato singolarmente collocato in "area industriale" allo stato attuale (ovvero fino al 30/06/2023 esteso al 30/06/2025 dal d.l. 181/2023 convertito in L. 11 del 02/02/24) e con la potenzialità espressa in 3 MW non è soggetto a VIA. Altro è l'impianto considerato nella sua globalità, includendo la fase di produzione di idrogeno verde per via elettrolitica.

9.2 Impianto di produzione di idrogeno elettrolitico

L'impianto di produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi, considerato come singolo impianto, di per sé non assume le caratteristiche di "impianto chimico integrato",

qualora risulti privo di altre unità produttive affiancate a cui è funzionalmente collegato (rif. Ministero dell'Ambiente in risposta ad interpello 28 luglio 2023, n. 124801).

Deve essere tuttavia considerato che sono presenti nel medesimo sito impianti o fasi associate (fotovoltaico, compressione dell'idrogeno, stoccaggio) che costituiscono parti integranti dell'impianto.

Mentre per l'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili le valutazioni ambientali gli iter autorizzativi e le procedure associate sono già consolidate (già citati rif. D.Lgs. 387/03 e art. 27bis D.Lgs 152/06), il DI 13/2023 ha infatti modificato l'allegato II alla Parte II del D.lgs 152/2006 includendo tra gli impianti soggetti a valutazione di impatto ambientale statale gli "Impianti chimici integrati per la produzione di idrogeno verde ovvero rinnovabile, ossia impianti per la produzione su scala industriale, mediante processi di trasformazione chimica, di idrogeno verde ovvero rinnovabile, in cui si trovano affiancate varie unità produttive funzionalmente connesse tra loro".

Il disposto deve leggersi in combinazione con l'art. 8 comma 1 del d.lgs. 152/06 (n.d.r. commissione tecnica di verifica VIA/VAS), come modificato dall'art. 41 del d.l. n. 13 del 24/02/2023. Il procedimento autorizzatorio non potrà prescindere da quello dell'autorizzazione integrata ambientale (Aia), in quanto rientra nella ampia categoria degli "impianti chimici" soggetti ad Aia ai sensi dell'allegato XII alla Parte II, Dlgs 152/2006. In un contesto di progettazione definitiva dovrà inoltre necessariamente considerarsi l'applicazione del disposto di cui al recente DM 07 luglio 2023 entrato in vigore il 20 agosto 2023 che ne detta la regola tecnica per l'analisi del rischio e le misure antincendio: "Scopo e campo di applicazione (art. 1). Progettazione, realizzazione ed esercizio di impianti di produzione di idrogeno mediante elettrolisi e relativi sistemi di stoccaggio di idrogeno gassoso".

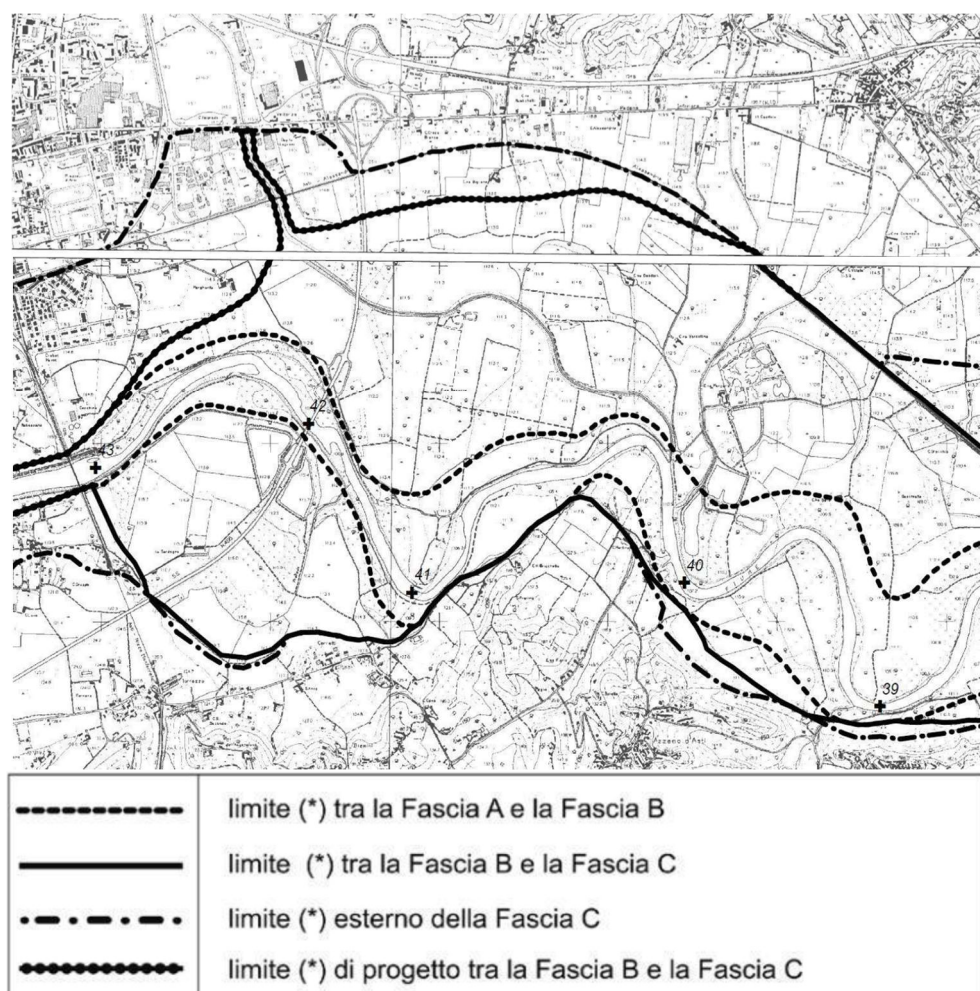
La presenza di uno stoccaggio di idrogeno inferiore al valore di soglia previsti dal D.Lgs. 105/15 (rif. All. I parte 2) esclude l'impianto in oggetto dal campo di applicazione del citato D.Lgs.

9.3 Contesto idrogeologico

Il sito di Quarto si inserisce in un contesto di pianura alluvionale non direttamente interessata dalla dinamica del F. Tanaro, ma in parte ricadente in un ambito di influenza del regime idraulico di alcune aste appartenenti al reticolato idrografico minore affluenti in sinistra orografica al Tanaro (Rio Tagliaferro e Rio Quarto).

Nel contesto cittadino si applicano le norme del Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI), approvato con DPCM 24 maggio 2001 e finalizzato a ridurre il rischio idrogeologico entro valori compatibili con gli usi del suolo in atto, in modo tale da salvaguardare l'incolumità delle persone e ridurre al minimo i danni ai beni esposti.

Le superfici di intervento non risultano comprese nella delimitazione delle fasce fluviali di cui al Piano Stralcio delle Fasce Fluviali (PSFF), approvato con DPCM del 24 luglio 1998 e confluito nel PAI nel 2001 in corrispondenza all'approvazione di quest'ultimo (ved. Fig 1. Estratti del Foglio 175 sez. I Asti Nord e Foglio 175 sez. II Asti Sud - Tanaro 08, Scala 1:25.000, del Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico - PAI - riportati qui di seguito).



Cap 9 – Fig.1 - Stralcio del Foglio 175 sez. II Asti Nord e del Foglio 175 sez. II Asti Sud - Tanaro 08 del Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI)

Criticità di natura idrogeologica sono segnalate in corrispondenza di una ristretta fascia circoscritta al tratto del Rio Tagliaferro posto subito a monte dell'attraversamento

della linea ferroviaria Torino-Genova, in cui è riconosciuta una pericolosità idraulica “molto elevata” (EeA) (ved. tavola allegata “Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell’idoneità all’utilizzazione urbanistica” estratta dal Geoportale comunale del P.R.G.C. vigente²).

Le condizioni connesse alla dinamica idraulica per tale porzione di area sono contenute anche nel Piano di gestione del rischio di alluvioni (PGRA) che attua la gestione del rischio di alluvioni della Direttiva Europea 2007/60/CE, recepita nel diritto italiano con D.Lgs. 49/2010. Nella relativa cartografia pubblicata, la porzione di area del Rio Tagliaferro prossima all’attraversamento ferroviario presenta scenari di alluvioni con pericolosità caratterizzata da una probabilità da scarsa a elevata, con tempi di ritorno (Tr) compresi tra 500 anni e 10/20 anni (ved. tavola allegata “PGRA – Pericolosità”).

Per tali superfici prossime al Rio Tagliaferro sono riconosciuti elementi di rischio derivanti dalla relativa urbanizzazione (ved. tavola allegata “PGRA – Rischio”).

Per le aree interessate dal PAI e dal PGRA le attività istruttorie in merito agli aspetti idraulici degli interventi sottoposti a Valutazione di Impatto Ambientale sono svolte dai preposti uffici regionali in modo coordinato con le competenze dell’A.I.Po. (Agenzia interregionale del fiume Po), costituita nel 2001.

Nello strumento urbanistico comunale vigente, sotto il profilo della pericolosità geomorfologica e dell’idoneità all’utilizzazione urbanistica, le aree di intervento risultano censite in parte in classe IIIa2 e in parte in classe IIIb1.1 e IIb (ved. tavola allegata “Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell’idoneità all’utilizzazione urbanistica” estratta dal Geoportale comunale).

Le prescrizioni contenute nelle Nta dello strumento urbanistico dettano l’uso delle aree e relative limitazioni (rif. art.11 Nta del PRGC vigente)³, come specificato al capitolo successivo.

La fattibilità di intervento nelle aree censite in classe IIIa risulta condizionata, oltre che dal rispetto delle Norme di Attuazione del PAI e relative Direttive che contengono le prescrizioni e gli indirizzi per la realizzazione di interventi su aree normate, anche, per ciò che concerne l’installazione dell’impianto fotovoltaico a terra, dalle specifiche linee guida regionali emanate a specificazione di norme nazionali, relative ad Aree di Attrazione, Aree di Esclusione e Aree di Repulsione.

Con D.G.R. n. 3-1183 del 14/12/2010⁴ si è avuta l’approvazione delle Linee Guida regionali per l’installazione degli impianti fvt a terra, le quali individuano quali aree “non idonee” a tale scopo le aree “in dissesto idraulico ed idrogeologico” richiamate al punto

4, nell'ambito delle quali risultano incluse, oltre alle aree fasciate dal PAI (fascia fluviale A e B) anche le aree individuate in classe IIIa nella Carta di sintesi delle pericolosità.

La D.G.R. 3-1183 del 14/12/2010 trova il suo fondamento direttamente nell'art. 12 comma 10 del D. L.vo 387/03, il quale consente alle regioni di procedere, in attuazione delle linee guida nazionali approvate in sede di Conferenza unificata, alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti finalizzati alla produzione di energia da fonti rinnovabili: trattasi quindi di previsioni che trovano diretta applicazione nell'ambito dei procedimenti di cui al comma 3 del citato articolo 12, indipendentemente dal formale recepimento delle stesse negli atti di pianificazione territoriale.

In riferimento agli eventi di piena storici recenti (ultimi 45 anni circa), si riportano in allegato alcune tavole desunte da elaborazioni dal Geoportale dell'ARPA Piemonte, raffiguranti i processi e le aree interessate dall'esondazione delle acque del Tanaro in corrispondenza del sito di Quarto nel corso degli eventi del 1994 – 1996 – 2016 (ved. tavole allegate "Evento alluvionale 1994" – "Evento alluvionale 1996 ott" – "Evento alluvionale 2016"). In tutti gli eventi segnalati, non sono mai stati registrati processi di esondazione che abbiano interessato il sito in oggetto. Le acque esondate in sinistra orografica del Tanaro sono sempre state contenute nei terreni posti a sud del rilevato ferroviario e non si ha testimonianza di esondazione in corrispondenza del sito intercluso tra i due corsi d'acqua appartenenti alla rete idrografica minore.

Unica segnalazione di interessamento di una ristretta porzione delle aree posta a nord del rilevato ferroviario è riportata nella Carta delle aree inondabili tratta dalla Banca Dati dei Processi Geologici realizzata dalla Regione Piemonte nella seconda metà degli anni '80, illustrante le aree alluvionate e/o allagate lungo i corsi d'acqua della rete idrografica piemontese negli ultimi 100 anni, fino al 1981 (ved. tavola allegata "Aree inondabili - BDGeo100").

In merito all'intenzione di realizzare anche impianti idroelettrici mediante nuovi sbarramenti nell'alveo del Tanaro, si riporta una tavola derivata dal Catasto sbarramenti regionale illustrante le opere attualmente esistenti nel tratto compreso tra Asti e Castello di Annone in modo da avere riferimenti di ricerca utili per ricavare preventive indicazioni sulle caratteristiche geometriche e delle potenzialità dei salti effettivamente realizzabili nel tratto in esame condizionanti, insieme alle portate, le relative produzioni potenziali di energia elettrica (ved. tavola allegata "Catasto sbarramenti – Regione Piemonte").

CASTELLO D'ANNONE

id = '1009'

codinvaso = 'AT01053'

tipoinvaso = 'Traversa'

stato = 'Attivo'

categoria = 'A'

statocateg = 'Attivo - A'

ASTI

id = '1010'

codinvaso = 'AT01054'

tipoinvaso = 'Traversa'

stato = 'Attivo'

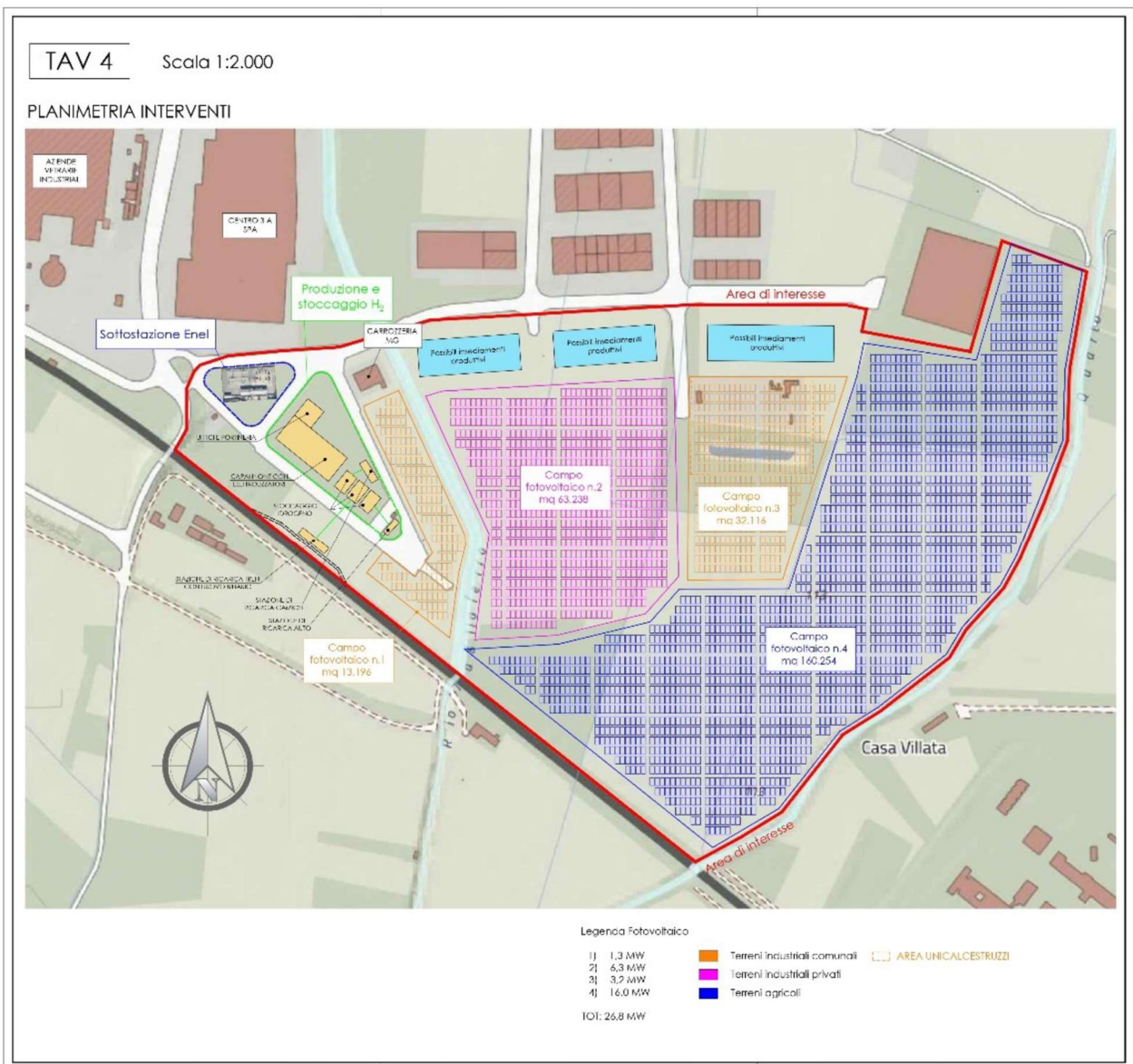
categoria = 'A'

statocateg = 'Attivo - A'

9.4 Verifica urbanistica

Il sito prescelto per la realizzazione dell'impianto si trova a circa sei chilometri di distanza dal centro della città di Asti, occupando negli intendimenti una porzione della superficie afferente alla località di Quarto Inferiore.

Nella figura successiva, all'interno del perimetro rosso, è rappresentata la planimetria nella quale è indicata la previsione realizzativa dell'impianto in oggetto con l'estensione delle aree potenzialmente a servizio delle attività di produzione e stoccaggio di idrogeno verde.



Cap. 9 – Fig.2 – Planimetria di progetto dell’impianto H2 green inquadrato nell’area di Quarto Inferiore – Asti

A partire da una preliminare ricognizione delle peculiarità ambientali ivi presenti, da un punto di vista fisiografico e di copertura al suolo, il sito di interesse risulta lambito lateralmente da due corsi d’acqua, rispettivamente ad ovest dal Rio Tagliaferro ed a est dal Rio Quarto. Facendo riferimento al Piano Paesaggistico Regionale approvato con D.G.R. n. 233-35836 in data 3 ottobre 2017, la superficie sulla quale è previsto l’insediamento delle strutture impiantistiche si contraddistingue per un assetto classificato di tipo “naturale/rurale o rurale a media rilevanza e integrità” mentre una quota parte risulta compresa nelle “aree tutelate per legge ai sensi dell’art. 142 del D.lgs n. 42 del 2004”, al fine di garantire le fasce di rispetto in prossimità di fiumi, torrenti e corsi

d'acqua (secondo quanto riportato nella sezione "Beni paesaggistici"). Il suddetto PPR inoltre individua una predominanza di territori a copertura boscata ed aree definite "di elevato interesse agronomico".

A differenza di alcuni territori limitrofi, l'area prescelta non risulta classificata come Sito di Importanza Comunitaria, non figurando di conseguenza tra gli habitat appartenenti alla Rete Natura 2000.

Nell'ottica di definire un quadro più completo in merito alle peculiarità del sito, viene di seguito esposto quanto emerso dall'analisi del P.R.G.C. attualmente vigente approvato con D.G.R. n° 30-71 del 24-05-2000.

Complessivamente si tratta di un'area urbanizzata, con insediamenti a carattere principalmente produttivo, agricolo e, in misura meno predominante, anche residenziale, riconoscibili nelle tre destinazioni urbanistiche di seguito elencate:

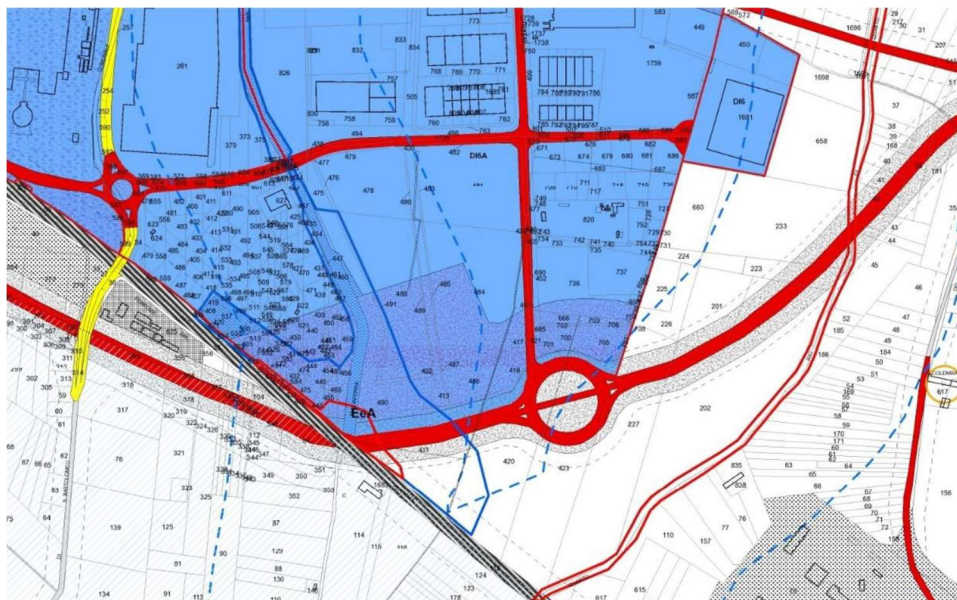
- 1) aree agricole;
- 2) aree destinate alla viabilità di progetto;
- 3) aree produttive a prevalente destinazione industriale e artigianale di nuovo impianto e relativa classificazione DI6A.

Operando un confronto tra la previsione di progetto e la Cartografia catastale desunta dal Geoportale Piemonte riferito nello specifico per il Comune di Asti da cui è stata evinta la suddetta classificazione, è risultato che:

- la totalità delle particelle catastali su cui potrebbero essere collocati la sottostazione Enel, le stazioni di ricarica, le strutture a servizio della produzione e stoccaggio di idrogeno verde, gli uffici ed il campo fotovoltaico n. 1 presentano la destinazione urbanistica di cui al precedente punto 3 (ad eccezione delle particelle n. 410, 599, 601, 603, 605, 607, 609, 611, 613, 615, 617, 619 le quali risulterebbero interessate, totalmente o parzialmente, anche dalle previsioni del piano urbanistico riguardante la viabilità in progetto – punto 2). La sola particella n. 421 Foglio 99, avente una superficie catastale pari a 84 mq, presenta in parte una destinazione agricola ed in parte produttiva (punti 1 e 3);
- la totalità delle particelle catastali su cui potrebbero essere collocati il campo fotovoltaico n. 2 ed altri possibili insediamenti produttivi del sito presentano la destinazione urbanistica di cui al precedente punto 3 (ad eccezione delle particelle n. 417, 418, 425, 430, 438, 451, 481, 484 le quali risulterebbero interessate, totalmente o parzialmente, anche dalle previsioni del piano urbanistico riguardante la viabilità in progetto – punto 2);

- la totalità delle particelle catastali su cui potrebbero essere collocati il campo fotovoltaico n. 3 ed altri possibili insediamenti produttivi del sito presentano la destinazione urbanistica di cui al precedente punto 3 (ad eccezione delle particelle n. 421, 440, 673, 674, 670, 671, 676, 677, 679, 686, 690, 693 le quali risulterebbero interessate, totalmente o parzialmente, anche dalle previsioni del piano urbanistico riguardante la viabilità in progetto – punto 2);
- per quanto riguarda la porzione del sito dove potrebbe essere posto il campo fotovoltaico n. 4, le particelle catastali n. 201, 202, 223, 224, 225, 226, 227, 233, 411, 420, 423, 658, 660, 1698 risultano classificate come aree agricole (punto 1). Fra queste, le particelle n. 201, 202, 223, 233, 227, 411, 420, 423 presenterebbero una quota parte inclusa nella previsione della viabilità di progetto – punto 2; mentre le particelle n. 411, 420, 423 avrebbero anche una terza destinazione d'uso a carattere produttivo – punto 3).

Al fine di ottenere una comparazione diretta fra le destinazioni d'uso previste per la realizzazione dell'impianto e quelle contenute nel PRGC, di seguito viene proposta la Cartografia Catastale estratta dal Geoportale Piemonte riferito all'area in esame seguita dalla planimetria di progetto.

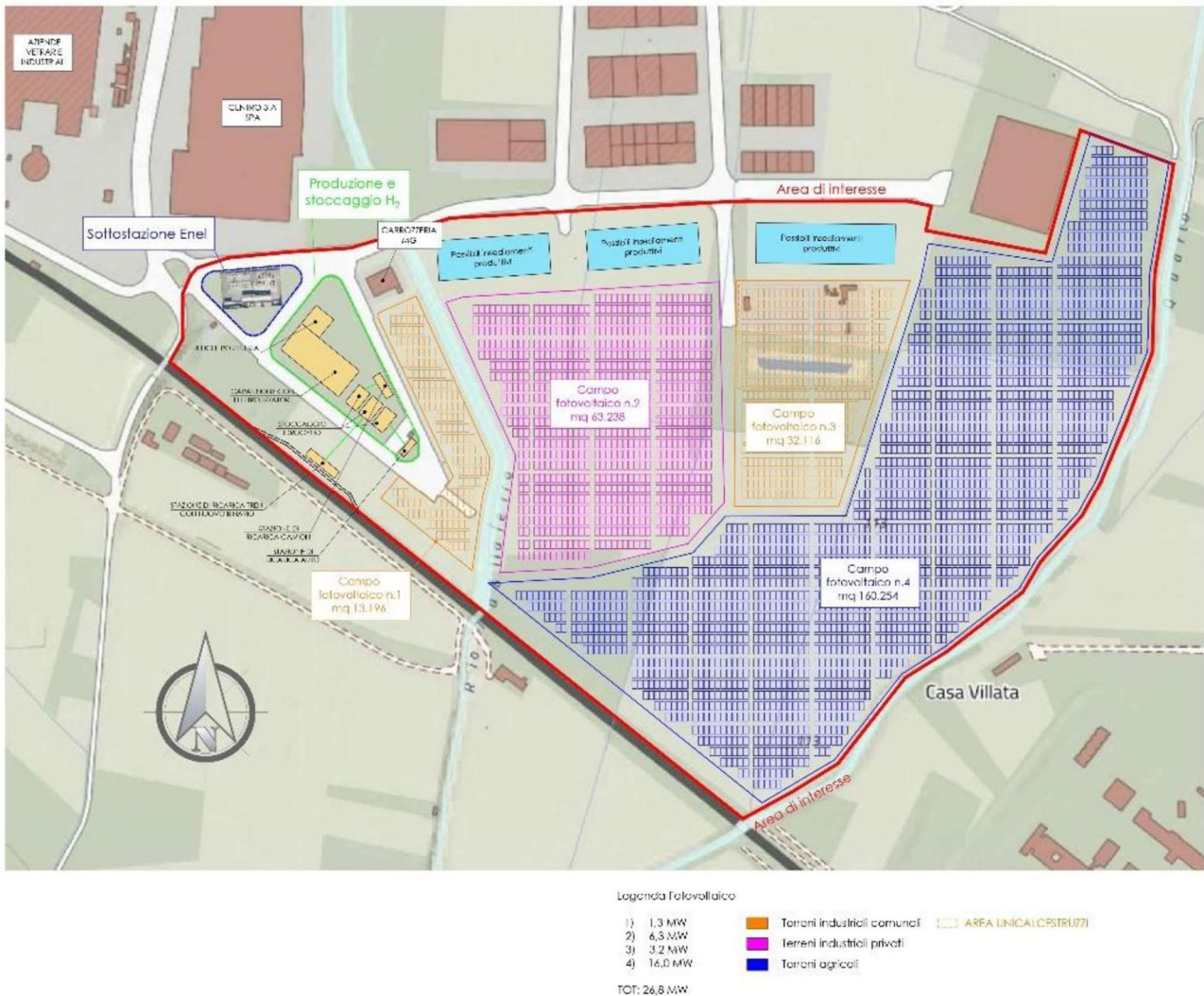


Cap 9 – Fig. 3 – Cartografia Catastale estratta dal Geoportale della Regione Piemonte riferita dell'area in esame estratta.

Destinazioni urbanistiche:

- aree agricole (in bianco); aree destinate alla viabilità di progetto (in rosso);
- aree produttive a prevalente destinazione industriale e artigianale (in blu)

PLANIMETRIA INTERVENTI



Cap 9 – Fig.4 - Planimetria di progetto dell’impianto H2 green inquadrato nell’area di Quarto Inferiore – Asti

Secondo la Variante Parziale 38 da cui è estratta la “Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell’idoneità all’utilizzazione urbanistica” (ved. tavola allegata) il territorio interessato dal progetto è suddiviso in aree a colorazione differente in funzione delle classi di pericolosità identificate, come riportato al capitolo 6.

Essendo quest’ultimo attraversato lateralmente dai due corsi d’acqua, per le porzioni di competenza e nelle loro immediate vicinanze si rientra nelle cosiddette “aree inondabili” dove, come già evidenziato al precedente capitolo 6 “Contesto idrogeologico”, sussistono forti limitazioni d’uso.

All’interno dell’area compresa tra i due corsi d’acqua si individua la suddivisione cromatica afferente alle tre classi di pericolosità di seguito elencate: IIb, IIIa2 e IIIb1.1.

In particolare, l'area sulla quale nella previsione di progetto dovrebbero essere installati gli edifici a servizio della produzione e stoccaggio di idrogeno verde, le stazioni di ricarica, il campo fotovoltaico n. 2 ed una quota parte dei campi fotovoltaici n. 3 e 4 rientra nelle tre classi sopra descritte; mentre la restante parte dei campi fotovoltaici risulta principalmente nelle categorie IIb e IIIa2.

Per la codifica e la descrizione dettagliata delle caratteristiche urbanistiche e geomorfologiche di ciascuna classe, viene fatto riferimento a quanto riportato nel documento "Norme Tecniche di Attuazione" aggiornato nel marzo 2022, secondo cui rientrano in:

➤ Classe IIb:

Le aree la cui realizzazione degli interventi non è impedita, benché vengano previste le misure volte a "minimizzare le conseguenze derivanti da modesti allagamenti (da acque a bassa energia e altezza) che potrebbero verificarsi per eventi di piena dei corsi d'acqua".

➤ Classe IIIa.2:

Questa classe raggruppa le aree valutate a maggiore pericolosità (secondo quanto riportato anche al precedente capitolo 6), ritenute pertanto inidonee a nuovi insediamenti e nelle quali è vietato realizzare nuove costruzioni ed opere di urbanizzazione. Sono tuttavia ammessi vari interventi (a carattere principalmente manutentivo e restaurativo del patrimonio edilizio esistente). Tra gli interventi ammissibili si annoverano anche "le opere infrastrutturali primarie ed impianti tecnici di interesse comunale o sovracomunale di competenza degli Organi Statali, regionali o di altri Enti Territoriali a condizione che non modifichino i fenomeni idraulici naturali che possono manifestarsi all'interno delle aree delimitate, costituendo ostacoli al deflusso naturale delle acque e che non limitino la capacità di invaso delle aree inondabili".

Per quanto concerne l'impianto fotovoltaico a terra, occorre fare riferimento alla già citata D.G.R. 3-1183 del 14/12/2010 circa la definizione di inidoneità delle aree "in dissesto idraulico ed idrogeologico".

➤ Classe IIIb1.1:

Appartengono a questa classe le aree definite a moderato rischio di inondazione le quali, sia sulla base del monitoraggio che dei recenti studi idraulici, non necessitano di opere di difesa o risultano attualmente in sicurezza dalle opere già eseguite.

Pertanto, si considera assentibile la realizzazione di nuove opere o nuove costruzioni ricadenti in tali aree, nel rispetto delle disposizioni contenute nelle Nta del P.G.R.C. vigente.

9.5 Conclusioni

Il sito individuato di Quarto non è caratterizzato dalle criticità già evidenziate per il sito di San Marzanotto.

Allo stato attuale il lay-out previsto nel sito di Quarto contempla impianti fotovoltaici e gli elettrolizzatori per la produzione e lo stoccaggio di idrogeno verde.

Le superfici in cui sono collocati impianti e opere nella potenzialità nominale ipotizzata sono solo parzialmente disponibili in funzione di quanto stabilito nella pianificazione di PRGC in ragione essenzialmente:

- delle classi di rischio attribuite;
- della destinazione d'uso di tali aree.

In merito al secondo punto relativo agli strumenti urbanistici, si vuole citare che il D. Lgs 387/2003 al comma 7 dell'articolo 12 stabilisce che gli impianti di cui all'articolo 2, comma 1, lett. b) e c) possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti strumenti urbanistici.

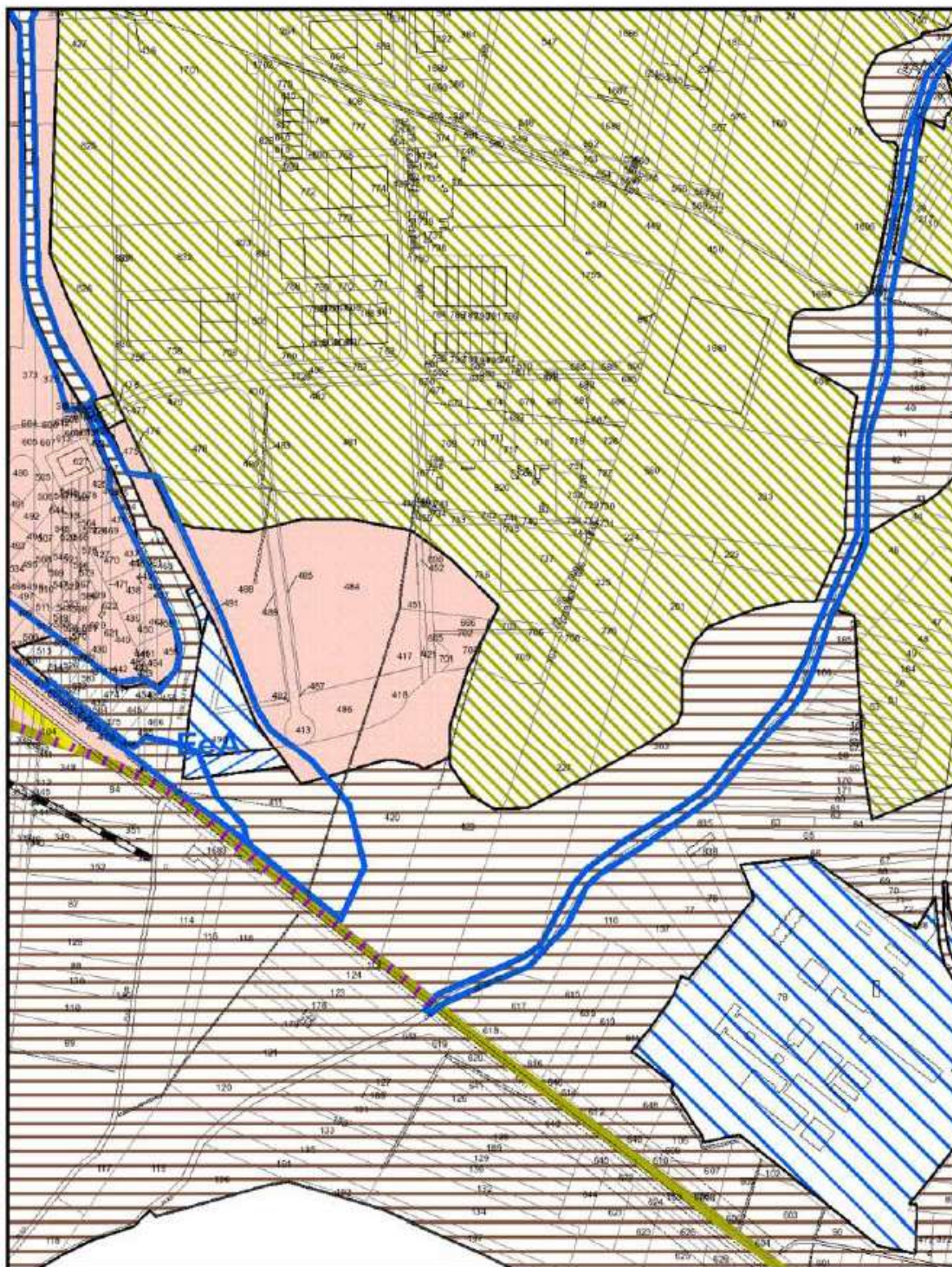
Nel corso della progettazione dovranno essere definiti gli impatti ambientali derivanti dalla realizzazione delle due centrali idroelettriche sul fiume Tanaro.

Parimenti dovranno essere definite nel corso della progettazione le componenti costruttive e di esercizio afferenti all'impianto di produzione biogas.



9.6 Allegati

Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica



19/01/2024

Scala 1:5.000











La cartografia e i dati diffusi in rete non hanno valore legale

Geografica **gimast**





























Legenda

Cartografia catastale (Aggiornamento aprile 2023)

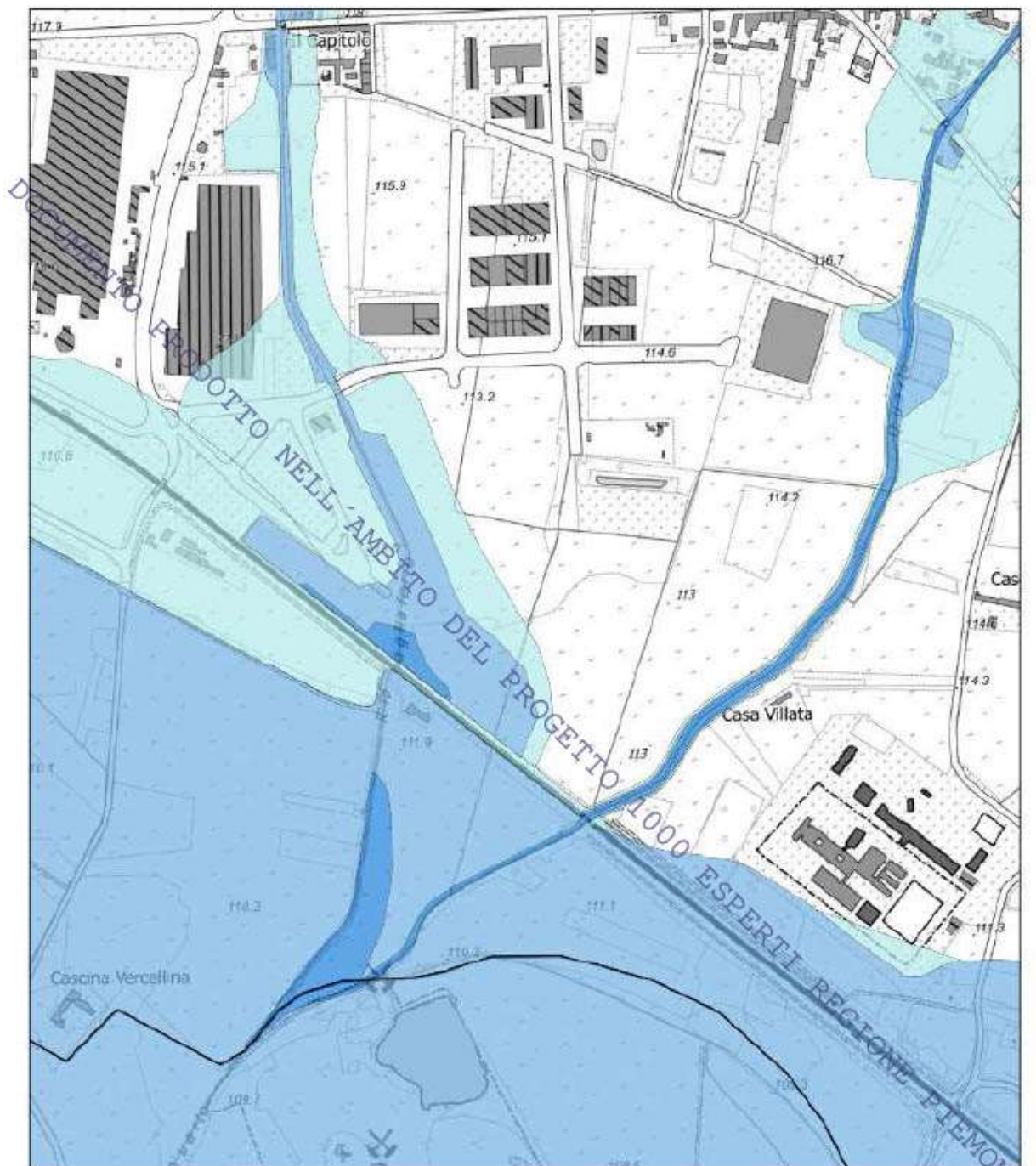
-  Confini di mappa
-  Fabbricati
-  Particelle
-  Strade
-  Acque
- n.** Numeri particelle
-  Termine comunale
-  Termine particellare
-  Graffa di annessione
-  Punto trigonometrico
-  Punto fiduciare
- Txt** Segno convenzionale di unione
- Txt** Flusso scorrimento acque
- Sym** Riporti particelle
- Linee varie

Piano Regolatore - Variante Parziale 38 - Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica

-  Classe I
-  Classe IIa
-  Classe IIb
-  Classe IIc
-  Classe IIIa1
-  Classe IIIa2
-  Classe IIIa3
-  Classe IIIb1.1
-  Classe IIIb1.2
-  Classe IIIb1.3
-  Classe IIIb2
-  Classe IIIb3
-  Classe IIIb4
- Delimitazione delle aree in dissesto
-  Aree in dissesto
-  Aree inondabili
-  Delimitazione delle aree inondate nell'evento alluvionale del 5-6.11.1994
- Delimitazione delle fasce fluviali (PAI - D.P.C.M. 24.05.2001)
-  Fascia A
-  Fascia B
-  Fascia C
-  Argini di progetto
-  Argini realizzati
-  Delimitazione delle aree sottoposte a vincolo idrogeologico ai sensi del R.D. n°3267 30.12.1923
- Aree di salvaguardia dei pozzi idropotabili ai sensi del D.Lgs. n°258 del 18.08.2000 e s.m.i.
-  Ubicazione dei pozzi
-  Fasce di rispetto
- Siti compromessi da attività antropiche
-  Cave
-  Discarica RSU



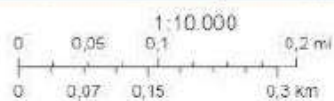
PGRA - Pericolosità



15/1/2024

■ Probabilità alluvioni elevata (1: 10/20)
■ Probabilità alluvioni media (1: 100/200) Scenari di alluvioni - Pericolosità
■ Probabilità alluvioni bassa (1: 500)

∕ Limiti amministrativi comunali Limiti amministrativi comunali

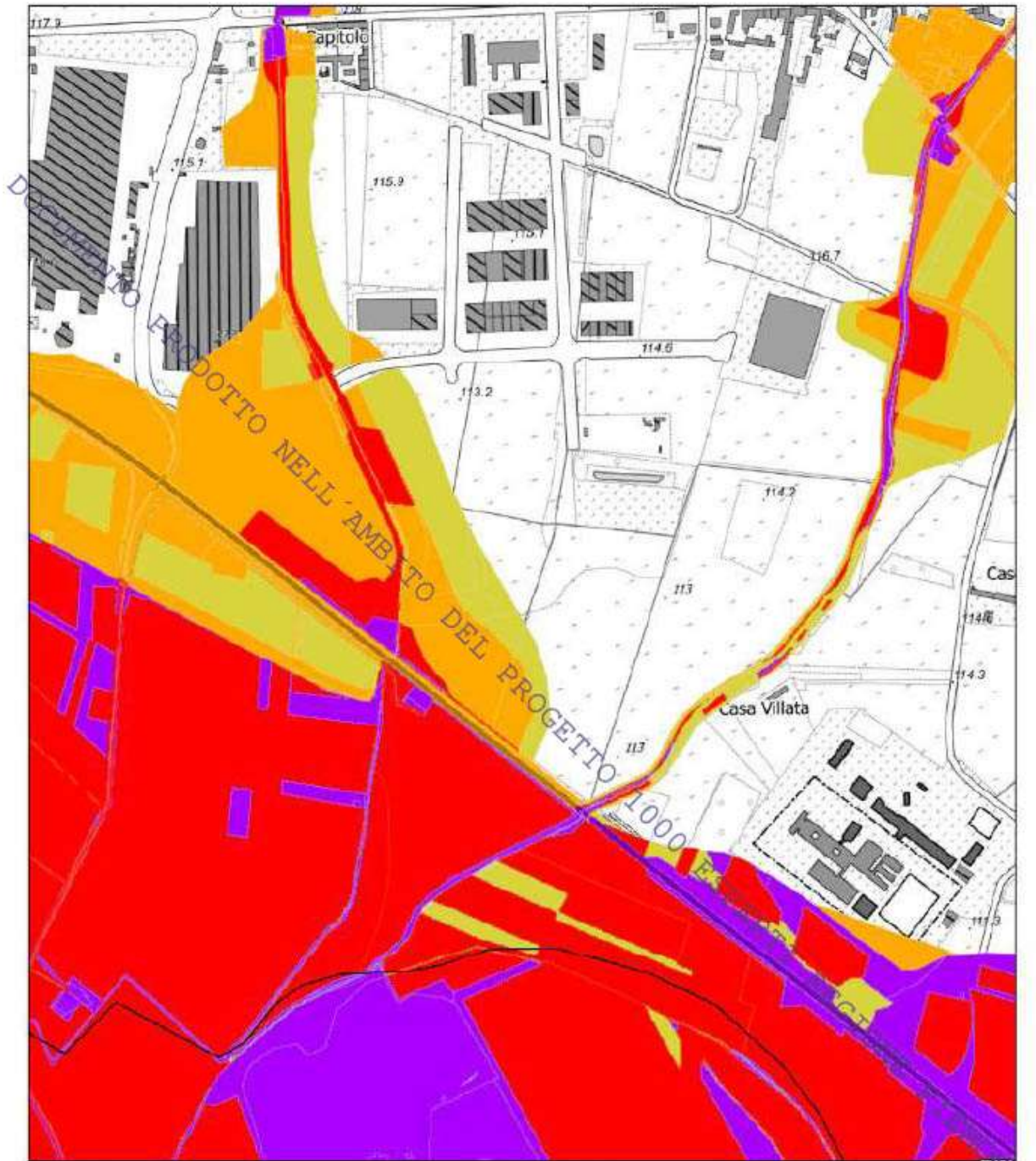


Es: HERE, Garmin (© OpenStreetMap contributors, and the GIS user community

Arpa Piemonte - Geoportale



PGRA - Rischio



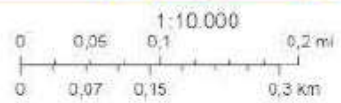
15/1/2024

- R1 - Rischio moderato
- R2 - Rischio medio
- R3 - Rischio elevato
- R4 - Rischio non valutato

Scenari di rischio - Elementi areali

- ▬ R1 - Rischio moderato
- ▬ R2 - Rischio medio
- ▬ R3 - Rischio elevato
- ▬ R4 - Rischio non valutato

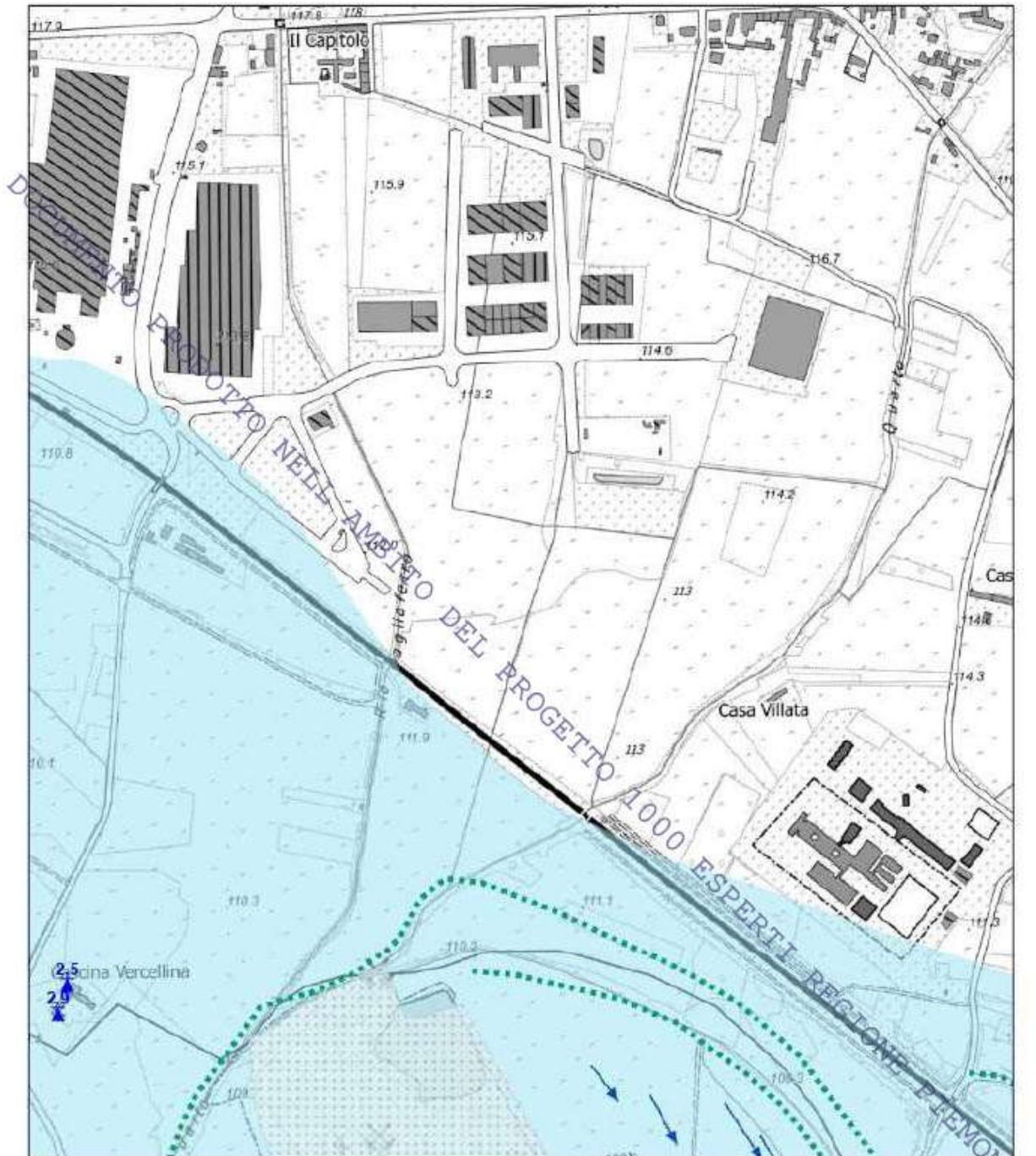
Scenari di rischio - Elementi lineari



Es.: HERE, Garmin (©) OpenStreetMap contributors, and the GIS user community

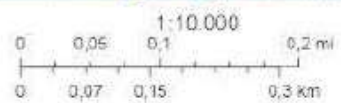


Evento alluvionale 1994



15/1/2024

- Altezze in metri
- Manufatti ed infrastrutture - Elementi areali
- Effetti al suolo ed elementi morfologici lineari
 - Direzione di deflusso (generica)
 - Forma relietta - non incisa
 - Sponda

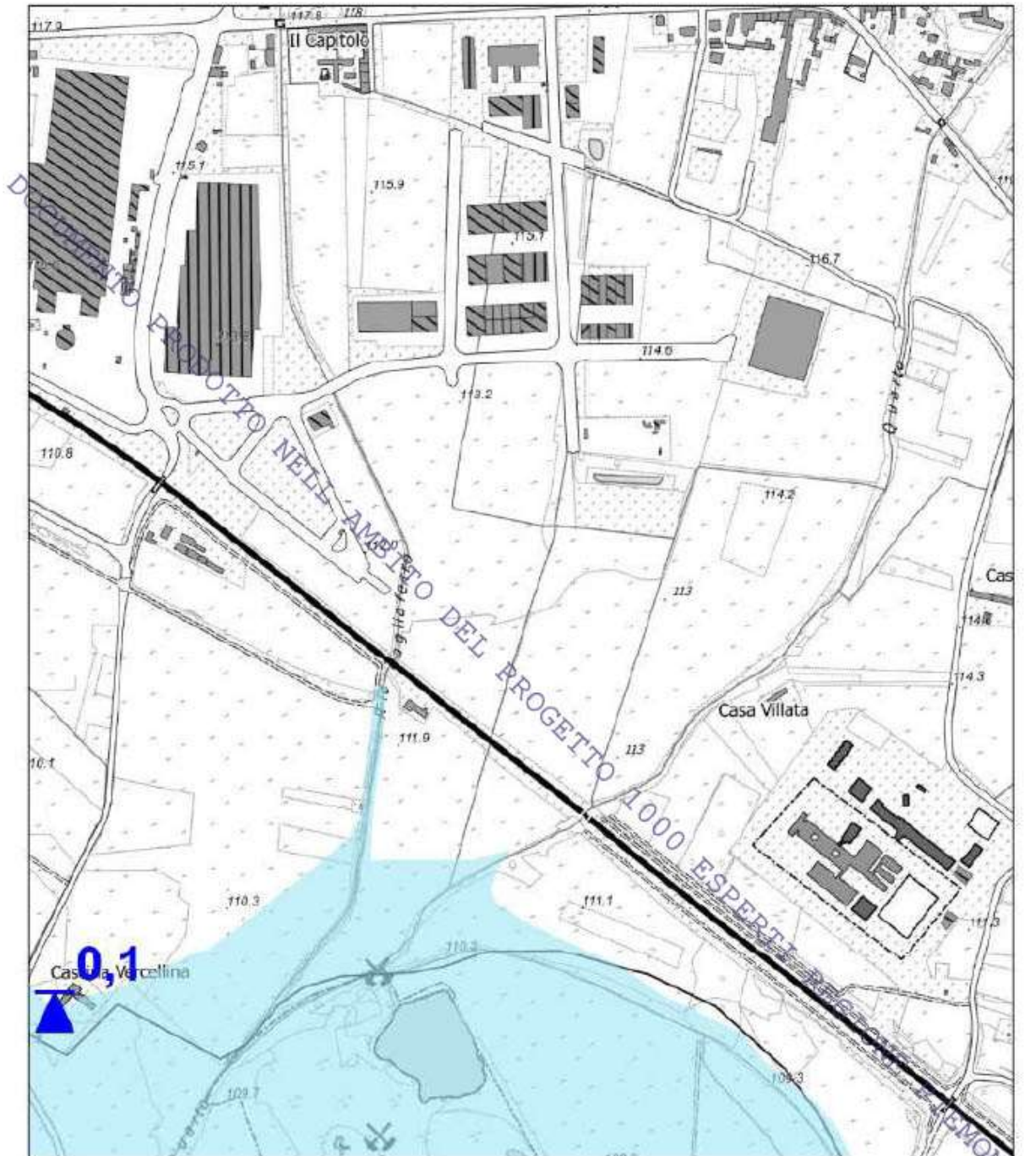


Arpa Piemonte, Esri, HERE, Garmin, (c) OpenStreetMap contributors, and the GIS user community

Arpa Piemonte - Geoportale



Evento alluvionale 1996 ott

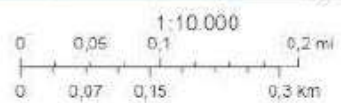


15/1/2024

▲ Altezze in metri

Effetti al suolo ed elementi morfologici areali

Area inondata/allagata

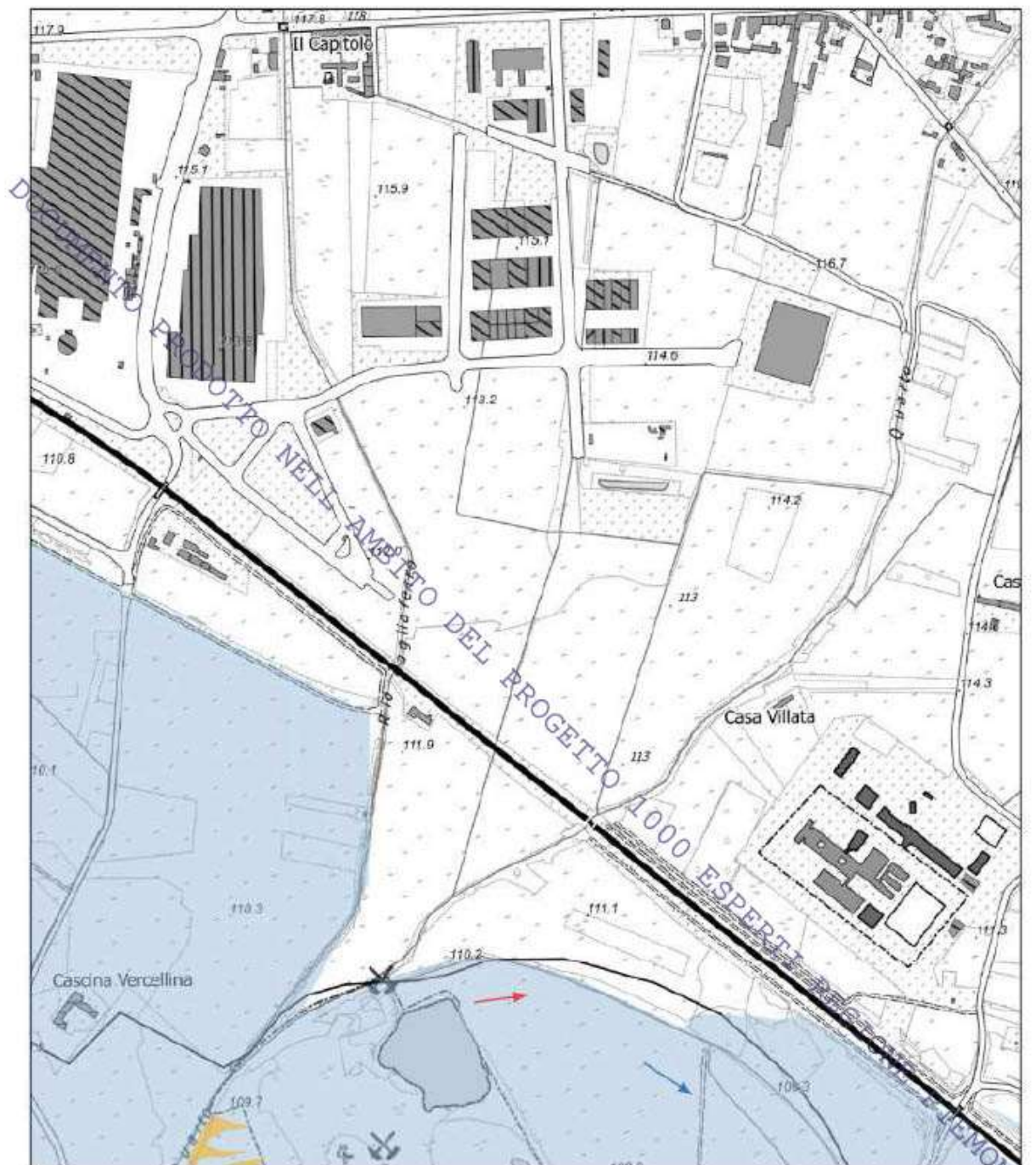


Argo Piemonte, Esr., HERE, Garmin, (c) OpenStreetMap contributors, and the GIS user community

Argo Piemonte - Geoportale



Evento alluvionale 2016



15/1/2024

Elementi morfologici - linee

→ Direzione di deflusso (correnti ad alta energia)

→ Direzione di deflusso (generica)

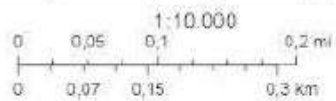
Elementi morfologici - poligoni

Area con deposito

Canale d'erosione

Aree inondate/allagate

Area inondata/allagata



Mapa Planonova, Esri, HERE, Garmin, (c) OpenStreetMap contributors, and the GIS user community

Mapa Planonova - Geoportal

10 La filiera dell'idrogeno verde

L'importanza dell'idrogeno nel contesto energetico è costituita dalla possibilità di utilizzarlo per produrre energia, sia termica mediante combustione che elettrica mediante le celle a combustibile. In entrambi i casi quella che si ottiene è energia "pulita" in quanto i due procedimenti non comportano l'emissione di CO₂ in atmosfera.

L'idrogeno a cui ci si riferisce in questo contesto è costituito dalla molecola H₂ allo stato gassoso, che in condizioni ambiente è estremamente rara nonostante l'idrogeno sia di gran lunga l'elemento più diffuso sul pianeta. Se lo si vuole utilizzare per generare energia è quindi necessario produrlo mediante un procedimento industriale che a sua volta assorbe energia e comporta dei costi per la generazione, il trasporto e lo stoccaggio).

Come mostra il prospetto seguente, ci sono diversi metodi che consentono di produrre molecole di H₂.

Tali metodi si differenziano per i processi produttivi utilizzati e per la fonte da cui proviene l'energia elettrica necessaria per alimentarli. Per individuarli con facilità la letteratura tecnica di settore ha assegnato a ciascuno di essi un "colore".

	Idrogeno marrone	Idrogeno grigio	Idrogeno blu	Idrogeno turchese	Idrogeno giallo	Idrogeno rosa	Idrogeno verde
Processo produttivo	Gassificazione	Steam reforming	Steam reforming o gassificazione con CCUS	Pirolisi	Elettrolisi	Elettrolisi	Elettrolisi
Fonte energetica	Carbone	Gas metano	Gas metano Carbone	Gas metano	Energia elettrica dalla rete	Energia elettrica nucleare	Energia elettrica rinnovabile

Cap.10 – Fig.1 - Prospetto riassuntivo dei "tipi" di idrogeno

Dei sette metodi che si possono utilizzare per produrre idrogeno nella forma molecolare voluta, l'unico completamente "pulito" dal punto di vista ambientale è l'ultimo, che non a caso è stato identificato con il colore verde. Si tratta di un metodo nel quale sia il *processo produttivo* che la *fonte energetica* utilizzata non consumano risorse naturali, non danno origine all'emissione in atmosfera di sostanze inquinanti e di gas "serra" e non generano rifiuti o prodotti di scarto. L'elettrolisi è infatti un processo nel quale il passaggio di corrente elettrica nell'acqua provoca la scomposizione di quest'ultima in ossigeno ed idrogeno gassoso. L'energia elettrica che si utilizza nel



processo viene prodotta da fonti rinnovabili; quindi, a sua volta è stata ottenuta senza provocare l'emissione in atmosfera di CO₂ e senza consumare risorse del pianeta.

Come si può notare esaminando il prospetto precedente, anche l'idrogeno "giallo" e quello "rosa" vengono prodotti mediante elettrolisi. Nel primo caso però si utilizza energia elettrica prelevata dalla "rete" (quindi in parte ottenuta con l'impiego di fonti fossili) e nella seconda energia nucleare, quindi senza emissione di gas "serra" ma con problematiche ben note, che al momento rendono questa metodologia praticamente inapplicabile in Italia. Per tutti gli altri "colori" di idrogeno, sia il processo produttivo che la fonte energetica utilizzata comportano il consumo di risorse naturali e l'emissione in atmosfera di CO₂ e di altre sostanze inquinanti che abbattano in misura più o meno significativa i benefici che derivano dall'impiego di un gas "pulito" come l'idrogeno.

Volendo sintetizzare, la filiera dell'idrogeno verde può essere riassunta nei seguenti passaggi fondamentali:

1. produzione di energia elettrica "pulita" utilizzando una delle fonti rinnovabili citate in precedenza,
2. produzione di idrogeno in forma molecolare (H₂) mediante un procedimento di "elettrolisi", che usa l'energia elettrica per "spaccare" le molecole dell'acqua e quindi non genera alcun tipo di emissione gassosa nociva per l'ambiente e per l'atmosfera in generale,
3. compressione e stoccaggio dell'idrogeno in appositi serbatoi,
4. eventuale trasporto dal luogo di produzione a quello di utilizzo, effettuato mediante "carri bombolai" o con apposite pipeline che collegano i due siti,
5. impiego in uno dei possibili utilizzi a cui può essere destinato.

Dal punto di vista ambientale, il modo migliore per impiegare l'idrogeno "verde" consiste nello sfruttarlo per produrre energia elettrica mediante quelle che vengono chiamate "celle a combustibile". Si tratta di apparecchiature nelle quali l'idrogeno viene combinato con l'aria in presenza di un catalizzatore e genera energia elettrica, con il vapore acqueo come unico prodotto di scarto. Con questo utilizzo, infatti, l'intera filiera descritta in precedenza è completamente priva di emissioni inquinanti.

Dato che entrambe queste trasformazioni comportano delle dispersioni, il bilancio energetico complessivo del ciclo appena descritto (che comporta i due passaggi, da energia elettrica ad idrogeno e da idrogeno ad energia elettrica) è negativo e quindi la

quantità di energia che si ottiene alla fine è nettamente inferiore a quella di cui si disponeva all'inizio. Per avere un ordine di grandezza si può considerare che per produrre 1 kg di idrogeno (H_2) mediante elettrolisi sono necessari circa 60 kWh di energia elettrica e che utilizzando una cella a combustibile con 1 kg di idrogeno (H_2) si possono generare circa 24 kWh di energia. Al termine dell'intero ciclo quindi, ci si trova ad avere il 40 % circa dell'energia di cui si disponeva inizialmente.

Ci si potrebbe quindi chiedere perché si effettua un'operazione che ha un bilancio energetico così negativo. La risposta è da individuare nel fatto che gli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili più diffusi (idroelettrici ad acqua fluente, eolici, fotovoltaici) non sono programmabili.

Si tratta, cioè di impianti che producono energia in base a condizioni che non possono essere gestite (portata di un torrente, intensità del vento, presenza o meno del sole) e che quindi non possono essere regolati in modo da seguire gli effettivi fabbisogni o l'andamento del valore dell'energia.

Il ciclo descritto in precedenza consente sostanzialmente di stoccare sotto forma di idrogeno molecolare una parte dell'energia elettrica prodotta, per poterla poi utilizzare dove e quando ce n'è bisogno. La perdita che l'intero processo comporta a livello quantitativo viene quindi compensata dalla possibilità che si viene a creare di poter disporre dell'energia in modo più razionale e funzionale alle proprie esigenze.

10.1 Fonti rinnovabili

Come anticipato nella parte introduttiva di questo capitolo, l'idrogeno "verde" è quello più pregiato dal punto di vista ambientale in quanto:

- viene prodotto per elettrolisi dell'acqua, cioè mediante un procedimento nel quale il passaggio di corrente elettrica causa la scomposizione dell'acqua in ossigeno ed idrogeno gassoso, quindi senza emissione in atmosfera di altre sostanze gassose e senza prodotti di scarto,
- l'energia elettrica necessaria per produrlo viene ottenuta utilizzando esclusivamente fonti rinnovabili, quindi senza incidere sulle risorse del pianeta.

In questo paragrafo si forniscono una serie di informazioni su queste fonti.

Le fonti di energia rinnovabile sono fonti energetiche che non sono soggette ad esaurimento in quanto vengono reintegrate da processi fisici naturali. Esempi di fonti rinnovabili sono il ciclo dell'acqua, la luce solare, il vento, le biomasse, le maree, le onde ed il calore geotermico.

Gli impianti che producono energia elettrica utilizzando queste fonti, quindi, non consumano in modo irreversibile delle risorse del pianeta come invece avviene ad esempio per gli impianti che utilizzano il gas od il carbone. Ad essere precisi si può far notare che i cicli produttivi che consentono di ottenere energia elettrica utilizzando la maggior parte delle fonti rinnovabili non comportano il consumo di alcun tipo di risorsa in quanto fondamentalmente prevedono solo la trasformazione di energia da una forma ad un'altra.

Ad esempio, gli impianti idroelettrici non consumano l'acqua che utilizzano ma sfruttano la sua energia potenziale, trasformandola prima in energia cinetica, poi in energia meccanica mediante la turbina ed infine in energia elettrica mediante il generatore. In modo simile gli impianti eolici sfruttano l'energia cinetica del vento per generare energia meccanica mediante le pale eoliche e quindi energia elettrica mediante il generatore.

Inoltre, la produzione di energia elettrica mediante le fonti rinnovabili non comporta alcun tipo di emissione in atmosfera e neppure la formazione di rifiuti o di sostanze di scarto. Questo aspetto contribuisce ad aumentare ulteriormente il pregio ambientale dell'energia elettrica prodotta utilizzando queste fonti e spiega perché il loro impiego viene incentivato.

Sotto questi aspetti, gli impianti che utilizzano le biomasse presentano delle particolarità in quanto nel loro ciclo produttivo vengono consumate delle "risorse" e generate delle emissioni gassose in atmosfera. Si deve però precisare che il materiale che viene consumato è costituito da "rifiuti" dell'attività agricola, dell'industria agro-alimentare e degli allevamenti e che le emissioni che si generano non contengono gas "serra".

Accanto ai pregi che sono stati illustrati in precedenza, che sono evidenti ed importanti, gli impianti che producono energia utilizzando le fonti rinnovabili presentano anche alcuni aspetti negativi, sia di tipo "energetico" che di carattere ambientale. In quest'ultima categoria rientrano, ad esempio, l'impatto sul paesaggio dei campi eolici,

quello degli impianti idroelettrici sui corsi d'acqua sottesi e l'occupazione del suolo dei campi fotovoltaici a terra.

Per quanto riguarda gli elementi di criticità relativi all'aspetto "energetico" vero e proprio, il limite principale che accomuna la maggior parte degli impianti che utilizzano queste fonti è quello di non essere programmabili.

Si tratta, cioè di impianti che non permettono di decidere quanta energia produrre e quando farlo in base alle proprie esigenze ed a quelle del mercato ma che invece obbligano ad adeguarsi agli eventi naturali. Ad esempio, un impianto fotovoltaico produce energia solo nelle ore e nei giorni in cui c'è il sole ed un impianto eolico solo quando c'è il vento, ed anche la quantità di energia prodotta varia in base all'intensità dell'irradiazione solare ed alla velocità dell'aria.

Relativamente a questo aspetto, per gli impianti idroelettrici è necessario fare una distinzione tra gli impianti "*a bacino*" e quelli "*ad acqua fluente*". I primi sono quelli che dispongono di un bacino (più o meno capiente) che consente di accumulare l'acqua derivata da un torrente o da un fiume e di utilizzarla per produrre energia quando è più necessario e/o conveniente farlo. I secondi invece, utilizzano "in tempo reale" le portate derivate e pertanto la produzione di energia si deve adeguare alle variazioni della portata del corso d'acqua, che non necessariamente corrispondono con quelle del fabbisogno da soddisfare.

Per questo motivo è estremamente raro trovare delle utenze che vengano alimentate esclusivamente con impianti che utilizzano fonti rinnovabili e che non siano anche collegate alla rete di distribuzione nazionale di energia. Infatti, anche se l'impianto "rinnovabile" di cui dispongono è in grado di produrre annualmente un quantitativo di energia superiore al fabbisogno dell'utenza, non è detto che su base oraria o giornaliera possa sempre soddisfare la richiesta.

Per superare questo elemento di debolezza che caratterizza gli impianti che utilizzano le fonti rinnovabili sarebbe necessario poter accumulare l'energia prodotta quando le condizioni naturali consentono di farlo per poi utilizzarla nei momenti in cui ce n'è bisogno oppure (facendo un discorso puramente economico) quando il suo valore è maggiore. Il recente forte sviluppo nell'utilizzo degli impianti alimentati da queste fonti ha spinto quindi a cercare modi sempre più funzionali ed efficienti per accumulare l'energia elettrica, migliorando le prestazioni degli accumulatori e trovando nuove tecnologie per farlo; tra queste ultime rientra la produzione e lo stoccaggio dell'idrogeno.

Il gas che si ottiene viene infatti immagazzinato in appositi serbatoi per poi essere utilizzato in una fase successiva (e normalmente anche in un luogo diverso) per produrre nuovamente energia elettrica.

Con questo tipo di applicazione quindi, il fatto che il bilancio energetico dell'intero ciclo produttivo sia negativo diventa poco rilevante rispetto alla possibilità che si viene a creare di poter disporre dell'energia nel momento e nel luogo in cui ce n'è bisogno.

10.2 Produzione e stoccaggio dell'idrogeno verde

L'idrogeno viene prodotto mediante l'elettrolisi, che in generale è una reazione chimica nella quale una corrente elettrica, passando attraverso una sostanza, provoca la decomposizione dei suoi componenti di base. Nel caso dell'elettrolisi dell'acqua, la corrente divide le molecole di (H_2O) in idrogeno e ossigeno gassosi. L'idrogeno viene immagazzinato come gas compresso o liquefatto mentre l'ossigeno può essere rilasciato nuovamente nell'aria oppure catturato ed immagazzinato per poi essere utilizzato in vari modi. Per produrre idrogeno "verde" l'energia elettrica che alimenta l'elettrolizzatore viene prodotta esclusivamente da impianti che utilizzano fonti rinnovabili.

Nella sua forma base un'unità elettrolitica contiene una cella elettrolitica con due elettrodi - un catodo (carica negativa) ed un anodo (carica positiva) - ed una membrana. Un elettrolizzatore è composto da una serie di celle elettrolitiche e completato da pompe, sfiati, serbatoi di stoccaggio, alimentatore, separatore ed altri componenti operativi.

L'elettrolisi si verifica all'interno delle celle quando una corrente elettrica viene applicata attraverso gli elettrodi. L'anodo attrae gli ioni idrossido caricati negativamente (OH^-) rilasciando ossigeno gassoso (O_2). Il catodo attrae gli ioni idrogeno caricati positivamente (H^+) e rilascia idrogeno gassoso (H_2).

Gli elettrolizzatori variano per dimensioni e funzione e quindi sono scalabili per poter soddisfare diverse esigenze, sia in ingresso che in uscita. La loro taglia può variare da piccoli impianti di elettrolisi industriale installati in container per la produzione in loco ad impianti per la produzione di idrogeno su larga scala in grado di fornire idrogeno a diverse utenze collocate anche a notevole distanza tramite carri bombolai o apposite condutture.

Una volta prodotto, l'idrogeno deve essere stoccato in serbatoi idonei per poter essere poi utilizzato dove e quando è necessario. Trattandosi di un gas, la capacità dei serbatoi dipende sia dalla temperatura che dalla pressione. A parità di volume dei contenitori utilizzati infatti, più la temperatura è bassa e la pressione è elevata e maggiore è la capacità di accumulo. Ovviamente, sia mantenere una bassa temperatura che realizzare contenitori in grado di sopportare pressioni molto elevate ha un costo, per cui si deve individuare un punto di equilibrio corretto tra queste caratteristiche contrastanti.

Nei serbatoi fissi ubicati nei pressi dei punti di produzione l'idrogeno viene naturalmente mantenuto ad una temperatura molto bassa ($-40\text{ }^{\circ}\text{C}$) in quanto in queste condizioni è possibile – a parità di volume – stoccare in sicurezza maggiori quantitativi di gas. Salvo esigenze particolari, le dimensioni di questi depositi sono normalmente tali da garantire una capacità di stoccaggio non superiore ai 5.000 kg. Per quantitativi maggiori, infatti, queste strutture risulterebbero soggette all'applicazione del Decreto Legislativo n. 105 del 26 giugno 2015 che ha recepito la Direttiva Europea 2012/18/UE (cd. Seveso III) relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose. Questa condizione imporrebbe la necessità di intraprendere iter autorizzativi lunghi e complessi e di adottare accorgimenti particolari nella costruzione di queste strutture, in special modo se devono essere ubicate nei pressi di zone urbanizzate.

I serbatoi presenti sui treni alimentati ad idrogeno invece, vengono mantenuti ad una temperatura di circa $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ e la loro capacità oscilla tra i 300 ed i 320 kg con pressioni variabili tra i 350 ed i 400 bar. Il rifornimento viene effettuato con il gas alla temperatura di $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ per fare in modo che l'operazione possa essere completata in circa 30 minuti. La produzione di energia elettrica a partire dall'idrogeno avviene ad opera di apparecchiature che vengono chiamate celle a combustibile. Si tratta di dispositivi che sostanzialmente funzionano come le batterie tradizionali ma che a differenza di queste ultime possono produrre elettricità per un tempo indefinito se vengono rifornite con continuità di combustibile (che in questo caso è costituito dall'idrogeno).

Il principio su cui si basano le celle a combustibile è quello della generazione diretta a partire dalle sostanze reagenti (ad esempio idrogeno e ossigeno), di una forza elettromotrice per mezzo di una reazione elettrochimica anziché attraverso processi di conversione di energia, come invece si fa nei generatori elettrici azionati da macchine a combustione termica. La reazione elettrochimica si basa sull'idea di spezzare le molecole del combustibile e del comburente (di solito ossigeno atmosferico) in ioni



positivi ed elettronici; questi ultimi passando da un circuito esterno, forniscono una corrente elettrica proporzionale alla velocità della reazione chimica.

Le celle a combustibile che utilizzano l'idrogeno generano elettricità senza richiedere l'impiego di combustibili fossili e non creano emissioni nocive nell'atmosfera. Quelle che sono installate sui treni alimentati ad idrogeno generano corrente continua ad una tensione compresa tra i 260 ed i 400 V che viene poi elevata a 700 V per essere utilizzata.

10.3 Distribuzione

Come anticipato in precedenza, l'idrogeno può essere trasportato per essere impiegato in luoghi diversi da quello in cui è stato prodotto. La movimentazione può avvenire o mediante "carri bombolai" - che sostanzialmente non sono altro che autocarri sui quali sono state installate una serie di bombole che vengono riempite con in gas in pressione - o mediante apposite pipeline costituite da tubazioni in acciaio.



Carro bombolaio



Pipeline

11 Ipotesi di dimensionamento degli impianti all'interno dell'area P.I.P.

Il dimensionamento dell'impianto per produrre idrogeno mediante elettrolisi e di quelli alimentati da fonti rinnovabili che devono fornire l'energia elettrica necessaria per tale procedimento viene effettuato partendo da due parametri fondamentali, che sono stati entrambi leggermente arrotondati per eccesso in modo da ottenere dei risultati corretti ma comunque cautelativi.

Il consumo medio di un treno alimentato ad idrogeno su una tratta che si sviluppa in territorio collinare come quella in esame può essere cautelativamente quantificato in 0,43 kg/km. Sono, cioè, necessari 43 kg di idrogeno per percorrere 100 km; per produrre 1 kg di idrogeno sono mediamente necessari 60 kWh di energia elettrica.

Dopo aver determinato le potenze degli impianti da realizzare è possibile definire gli spazi necessari per ospitarli garantendone la funzionalità ottimale e quindi decidere le posizioni più idonee in cui collocarli nell'area che è stata individuata a questo scopo.

I due parametri indicati in precedenza costituiscono i dati fondamentali sui quali si basa tutto il progetto, per cui partendo da loro è possibile quantificare con sufficiente precisione i fabbisogni annui di idrogeno relativi a diversi scenari che corrispondono ad altrettanti step nello sviluppo del progetto e di conseguenza impostare il programma di realizzazione degli impianti a fonti rinnovabili che devono produrre l'energia elettrica necessaria per soddisfare tali fabbisogni.

Come verrà meglio illustrato nel capitolo 13 infatti, il progetto è stato impostato in modo tale da poter essere facilmente implementato in futuro al crescere della richiesta di idrogeno. Nel seguito si riporta il calcolo dei fabbisogni (di idrogeno ed energia elettrica) nelle due situazioni limite che si sono prese in esame, con la precisazione che quello che conta ai fini del calcolo sono i chilometri che complessivamente vengono percorsi nella condizione che si prende in esame, non il numero di treni impiegati. Per chiarire, se nella prima condizione ci fossero due treni che effettuano sei corse al giorno ciascuno anziché un treno solo che effettua dodici corse, il fabbisogno complessivo non cambierebbe.

Una volta stabiliti i fabbisogni di idrogeno e di energia elettrica che devono essere soddisfatti si può passare a dimensionare gli impianti che sono necessari per produrli.

11.1 Quantificazione dei fabbisogni di idrogeno e di energia elettrica

In questo paragrafo si illustrano i criteri ed i parametri che sono stati utilizzati per quantificare il fabbisogno di idrogeno che deve essere soddisfatto e – conseguentemente – quello dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili che è necessaria per ottenerlo. Le condizioni “limite” che si sono prese in esame sono le seguenti:

- **condizione minima:** sedici corse al giorno (sette giorni su sette) sulla linea Alba – Asti
- **condizione massima:** trentadue corse al giorno (sedici nei festivi) sulla linea Alba – Asti – Casale – Mortara

11.1.1 Quantificazione dei fabbisogni per la condizione minima

Il fabbisogno di idrogeno e quindi quello dell’energia elettrica necessaria per produrlo possono essere calcolati tenendo conto dei parametri indicati nella parte introduttiva di questo capitolo nonché ovviamente del numero e della lunghezza delle corse giornaliere che devono essere garantite. I dati di input ed i risultati ottenuti sono stati riassunti nella tabella riportata nel seguito.

Si parte dalla considerazione che la tratta da coprire è lunga 37,91 km, per cui – essendo previste sedici corse al giorno – la distanza complessiva che il treno deve percorrere nell’arco di una giornata risulta pari a 606,56 km, arrotondati per eccesso a 610,0 km a titolo cautelativo. Moltiplicando questo valore per il numero di giorni di un anno si ottiene la distanza totale che viene percorsa annualmente, che risulta essere pari a 222.650 km ($610 * 365$).

Il primo dei due parametri “base” riportati in precedenza indica che il consumo medio unitario di idrogeno da parte di un treno, cioè il quantitativo di idrogeno necessario per percorrere un chilometro, è pari a 0,43 kg. Di conseguenza, il fabbisogno annuo complessivo di idrogeno che caratterizza la condizione “minima” presa in esame è di 95.739,50 kg ($222.650 * 0,43$), che a titolo cautelativo viene leggermente approssimato per eccesso ed assunto pari a 96.000 kg.

Partendo da questo valore ed utilizzando il secondo dei due parametri “base” riportati in precedenza, che indica che sono necessari 60 kWh di energia elettrica per produrre 1 kg di idrogeno, si ottiene che il quantitativo totale di energia elettrica prodotta



da fonti rinnovabili necessario per soddisfare il fabbisogno annuo di gas risulta essere di 5.760.000 kWh ($96.000 * 60$).

DESCRIZIONE PARAMETRO	U.M.	VALORE
Lunghezza della tratta Asti - Alba	km	37,91
Numero di corse giornaliere		16
Percorrenza totale giornaliera ($37,91 * 16$)	km	610
Percorrenza totale annua ($610 * 365$)	km	222.650
Consumo unitario di idrogeno	kg/km	0,43
Consumo annuo totale di idrogeno ($222.650 * 0,43$)	kg	95.740
Consumo annuo totale arrotondato	kg	96.000
Fabbisogno di energia elettrica per la produzione di 1 kg di idrogeno	kWh/kg	60
Fabbisogno annuo totale di energia elettrica ($96.000 * 60$)	kWh	5.760.000

Tabella riassuntiva del calcolo del fabbisogno di idrogeno e di energia elettrica per la condizione minima

11.1.2 Quantificazione dei fabbisogni per la condizione massima

La seconda delle condizioni limite che si sono prese in esame è quella che porta a determinare il fabbisogno massimo di idrogeno e quindi di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Anche in questo caso, dati di input e risultati vengono riassunti nella tabella riportata nel seguito.

La condizione prevede che i treni percorrano la tratta Alba – Asti – Casale – Mortara e che vengano garantite trentadue corse giornaliere nei giorni feriali e sedici in quelli festivi. Poiché la lunghezza totale della tratta è di 111,31 km, la percorrenza giornaliera risulta pari a 3.561,92 km ($111,31 * 32$) nei giorni feriali e pari a 1.780,96 km ($111,31 * 16$) in quelli festivi. Di conseguenza la distanza totale percorsa in un anno è di 1.186.681 km.

Moltiplicando questo valore per il consumo medio unitario di un treno (0,43 kg/km) si ottiene che il fabbisogno annuo di idrogeno che caratterizza questa condizione è di 510.272,83 kg ($1.186.681 * 0,43$).

Utilizzando anche in questo caso un valore leggermente arrotondato in eccesso a titolo cautelativo (515.000 kg) e tenendo conto del quantitativo di energia necessario per produrre 1 kg di idrogeno (che è pari a 60 kWh) si ricava il corrispondente fabbisogno annuo totale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, che risulta pari a 30.900.000 kWh ($515.000 * 60$).



DESCRIZIONE PARAMETRO	U.M.	VALORE
Lunghezza totale della tratta Alba - Asti - Casale - Mortara	km	111,31
Numero di corse giornaliere (feriali)		32
Numero di corse giornaliere (festivi)		16
Percorrenza totale giornaliera - feriale	km	3.561,92
Percorrenza totale giornaliera - festiva	km	1.780,96
Percorrenza totale annua	km	1.189.681
Consumo unitario di idrogeno	kg/km	0,43
Consumo annuo totale di idrogeno (1.189.681 * 0,43)	kg	510.273
Consumo annuo totale arrotondato	kg	515.000
Fabbisogno di energia elettrica per la produzione di 1 kg di idrogeno	kWh/kg	60
Fabbisogno annuo totale di energia elettrica	kWh	30.900.000

Tabella riassuntiva del calcolo del fabbisogno di idrogeno e di energia elettrica per la condizione massima

In conclusione, quindi, il fabbisogno annuo di idrogeno verde passa dai 96.000 kg della condizione minima ai 515.000 kg che caratterizzano la condizione massima. I corrispondenti quantitativi di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili che sono necessari per produrlo mediante il procedimento di elettrolisi sono pari rispettivamente a 5.760.000 kWh ed a 30.900.000 kWh.

Partendo da questi valori è possibile procedere al dimensionamento dell'elettrolizzatore ed a quello degli impianti che dovranno fornire l'energia elettrica per alimentarlo.

11.2 Dimensionamento dell'elettrolizzatore e dei dispositivi di stoccaggio dell'idrogeno

Nel paragrafo precedente è stato quantificato il fabbisogno annuo di idrogeno che caratterizza le due condizioni limite prese in esame, dimostrando che varia da un minimo di 96 t ad un massimo di 515 t. Parallelamente sono stati individuati i quantitativi di energia elettrica necessari per ottenere queste produzioni di idrogeno, che sono risultati rispettivamente di 5.760.000 kWh e di 30.900.000 kWh.

Come anticipato, l'idrogeno viene prodotto utilizzando delle apparecchiature chiamate elettrolizzatori che sono costituite da un insieme di celle elettrolitiche e che hanno una struttura modulabile che rende possibile modificare a piacimento il numero

delle celle operative regolando la potenza elettrica fornita in funzione della produzione di idrogeno che si vuole ottenere. La flessibilità complessiva di una unità di produzione (elettrolizzatore) può estendersi dal 3% al 105% della potenza nominale a regime.

In questa fase progettuale si è previsto di soddisfare il fabbisogno di idrogeno indicato in precedenza utilizzando elettrolizzatori caratterizzati da una potenza nominale di 1.000 kW (1 MW) di energia elettrica. Se viene alimentato alla massima potenza per ventiquattro ore uno di questi dispositivi assorbe 24.000 kWh di energia elettrica ed è in grado di produrre 450 kg di idrogeno. Normalmente questa modalità di funzionamento viene utilizzata solo quando si rendono necessari dei picchi di produzione mentre nell'esercizio normale ci si attesta su valori nettamente inferiori, che possono oscillare tra il 30% ed il 70% del dato nominale.

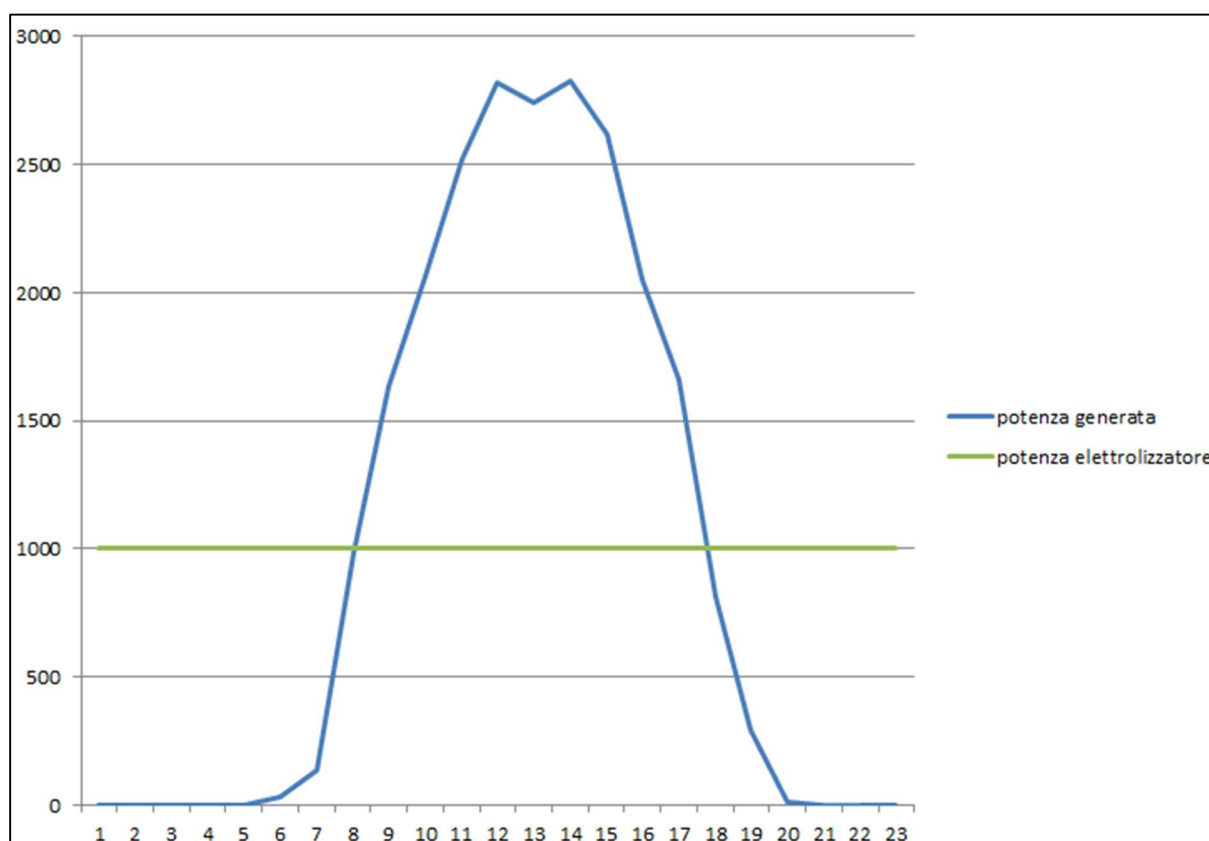
Il dimensionamento di un elettrolizzatore sarebbe molto semplice (noto il fabbisogno annuo di idrogeno da soddisfare) se l'energia elettrica necessaria per alimentarlo potesse essere assorbita dalla rete o prodotta a piacimento. Nel progetto in esame invece, si deve utilizzare unicamente energia elettrica prodotta da impianti che sfruttano fonti rinnovabili e che pertanto, come indicato in precedenza, non sono programmabili.

Questo significa che il dimensionamento dell'elettrolizzatore non dipende unicamente dal fabbisogno annuo di idrogeno che deve essere soddisfatto ma anche dal tipo di impianto alimentato da fonte rinnovabile da cui viene prodotta l'energia elettrica necessaria. A titolo esemplificativo si riporta la seguente considerazione relativa alla condizione minima illustrata in precedenza.

Il fabbisogno annuo di idrogeno che caratterizza questa condizione è risultato pari a 96.000 kg che corrispondono ad un valore giornaliero di circa 263 kg. Questo quantitativo è pari al 58% circa di quello massimo che un elettrolizzatore da 1 MW potrebbe produrre se venisse alimentato per 24 ore alla massima potenza. Ne consegue che, se si potesse distribuire la produzione in modo uniforme nell'arco di una giornata ci si collocherebbe tranquillamente all'interno del "range" ottimale di funzionamento del dispositivo.

Si deve invece considerare che non potrà essere così in quanto nella condizione minima che si sta analizzando l'energia elettrica necessaria verrà fornita interamente da un impianto fotovoltaico caratterizzato da una potenza di picco di 4,2 MW. La produzione di energia non sarà quindi distribuita in modo uniforme nell'arco della giornata ma

concentrata in poche ore secondo la curva riportata nel grafico seguente, che rappresenta la potenza generata da un impianto fotovoltaico di 4,2 MW di potenza di picco in una giornata estiva.



Andamento della potenza generata da un impianto fotovoltaico da 4,2 MW di potenza di picco nell'arco di una giornata

Si può quindi constatare che un solo elettrolizzatore da 1 MW di potenza non potrebbe utilizzare buona parte dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico, per cui i circa 6.090.000 kWh di energia che l'impianto fotovoltaico può produrre nell'arco di un anno non sarebbero sufficienti per soddisfare il fabbisogno di circa 5.760.000 kWh che caratterizza questa condizione.

Questo effetto si attenua se l'energia elettrica necessaria viene prodotta utilizzando impianti che sfruttano fonti rinnovabili diverse. La producibilità di un impianto idroelettrico, ad esempio, varia nel corso dell'anno in funzione delle portate naturali del fiume, ma nell'arco di una giornata è piuttosto uniforme, per cui è possibile alimentare un elettrolizzatore anche nelle ore notturne, quando l'impianto fotovoltaico non produce energia. Le stesse considerazioni valgono per un impianto a biomasse abbinato ad un fotovoltaico.

La conseguenza di queste considerazioni è che per dimensionare correttamente l'elettrolizzatore è necessario conoscere non solo il fabbisogno di idrogeno che deve essere soddisfatto ma anche le modalità con cui verrà prodotta l'energia elettrica utilizzata per alimentarlo.

Per la condizione minima descritta in precedenza entrambe queste informazioni sono disponibili in quanto si è previsto di utilizzare unicamente un impianto fotovoltaico, per cui si può procedere con le modalità che vengono illustrate nel successivo capitolo 13.

Per la condizione massima invece, il dimensionamento dipenderà da come verrà prodotta l'energia elettrica necessaria. Come viene illustrato nel seguito, infatti, il progetto prevede la possibilità di realizzare un impianto fotovoltaico in grado di produrre circa 29.000.000 kWh di energia all'anno, due impianti idroelettrici in grado di produrre 5.000.000 kWh all'anno ed un impianto a biomasse in grado di fornire una produzione di 6.000.000 kWh.

Poiché il fabbisogno di annuo di energia elettrica che caratterizza la condizione "massima" è stato quantificato in circa 30.900.000 kWh, dalle considerazioni riportate in precedenza risulta evidente che il dimensionamento dell'elettrolizzatore dipenderà da come verrà prodotto questo quantitativo di energia. Se si utilizzerà unicamente l'energia solare sarà necessario installare un elettrolizzatore molto sovradimensionato, in quanto dovrà essere in grado di assorbire la potenza di picco dell'impianto fotovoltaico. Se invece verranno realizzati i due impianti idroelettrici e quello a biomasse la potenza necessaria per l'elettrolizzatore sarà notevolmente inferiore in quanto la produzione di energia elettrica sarà distribuita in modo più uniforme nel corso dell'anno e di una singola giornata.

Per quanto riguarda lo stoccaggio dell'idrogeno prodotto invece, si è indicato in precedenza che si prevede di realizzare un serbatoio di capacità pari a 5.000 kg in quanto per valori superiori a questo limite le norme da applicare sono molto più stringenti ed anche l'iter autorizzativo diventa più complesso ed articolato.

Confrontando il quantitativo di idrogeno "stoccabile" con i fabbisogni giornalieri indicati in precedenza per le due configurazioni limite si può concludere che il serbatoio previsto è in grado di garantire una autonomia di circa 20 giorni nella condizione minima e di circa 2 giorni in quella massima. Si tratta ovviamente di una situazione limite, nella quale si assume che nei giorni indicati non ci sia alcuna produzione di idrogeno.

È una eventualità estremamente improbabile in quanto in ciascuna delle condizioni previste saranno presenti più elettrolizzatori e più impianti per la produzione di energia elettrica, per cui anche in caso di guasto di uno dei vari componenti del sistema sarà sempre possibile garantire la produzione di un certo quantitativo giornaliero di idrogeno.

Si osserva che anche le dimensioni dell'impianto per la compressione e lo stoccaggio dell'idrogeno possono essere modulate in base all'effettivo fabbisogno in modo da "spalmare" nel tempo l'investimento necessario per la sua realizzazione. Ad esempio, per la condizione minima si potrebbe decidere di realizzare uno stoccaggio di 2.000 kg che garantisce comunque una riserva adeguata alle necessità e richiede un investimento inferiore.

11.3 Scelta e dimensionamento degli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili

Dalle considerazioni che sono state sviluppate in precedenza si ricava che, come parziale rimedio alla impossibilità di programmare la produzione di energia elettrica degli impianti che sfruttano le fonti rinnovabili, è opportuno – quando è possibile – diversificare le fonti utilizzate, in modo tale da ottenere una migliore distribuzione della produzione, sia nell'arco di una singola giornata che nel corso di un anno o di un periodo più lungo. Ad esempio, abbinando un impianto idroelettrico ad uno fotovoltaico si riesce a produrre energia anche nelle ore notturne o nelle giornate nuvolose. Per contro, l'impianto fotovoltaico fornisce il massimo della produzione nei mesi estivi che sono quelli più soleggiati ma allo stesso tempo quelli nei quali normalmente la portata dei corsi d'acqua disponibile per la derivazione è minima, sia per il clima che per i prelievi dovuti all'irrigazione.

Nel caso in esame, considerate le caratteristiche geomorfologiche e climatiche del territorio interessato, l'estensione e la posizione delle aree disponibili nonché la loro destinazione d'uso e quelle delle zone circostanti, si è giunti alla conclusione che le fonti rinnovabili che possono essere utilizzate sono fondamentalmente tre: l'acqua, la luce del sole e le biomasse. In particolare, si ritiene che l'energia elettrica necessaria possa essere ottenuta in parte come energia idroelettrica mediante due impianti ad acqua

fluente da realizzare lungo il Tanaro che scorre a pochi chilometri di distanza, in parte come energia fotovoltaica mediante una serie di impianti “a terra” da collocare nell’area individuata per l’intervento ed in parte con una centrale a biomasse alimentata con gli scarti delle attività agricole e degli allevamenti presenti nella zona.

Come verrà meglio illustrato nel capitolo 13, queste opere verranno realizzate in fasi successive in funzione dell’incremento del fabbisogno di idrogeno (e quindi di energia) che deve essere soddisfatto. L’idea è quella di partire con le opere necessarie per soddisfare i fabbisogni della “condizione minima” illustrata in precedenza e poi implementarle in fasi successive al crescere della richiesta di idrogeno e quindi di energia.

Si deve anche tener conto del fatto che la costruzione di queste tre tipologie di impianti richiede iter autorizzativi e quindi tempi di realizzazione molto diversi: con le norme attuali un campo fotovoltaico è autorizzabile in tempi contenuti e può essere installato velocemente. Viceversa, un impianto idroelettrico sul Tanaro comporta un iter autorizzativo molto più lungo e complesso ed anche tempi di costruzione più lunghi.

Fatta questa premessa, si passa ad illustrare le modalità che sono state previste per produrre l’energia elettrica necessaria e si determinano le caratteristiche, il numero e le dimensioni degli impianti che si possono realizzare per ottenere i quantitativi di energia elettrica calcolati per le due configurazioni limite prese in esame.

Tutti i dati che vengono riportati in questo capitolo sono riferiti ad impianti per la produzione e lo stoccaggio dell’idrogeno aventi caratteristiche ordinarie e quindi utilizzando valori medi per quanto riguarda il rendimento dell’elettrolizzatore, le perdite di trasformazione, i rendimenti di compressione, etc.

Sia per quanto riguarda gli elettrolizzatori che producono idrogeno che per i treni che lo utilizzano, si deve tenere presente che si tratta di una tipologia di impianti sostanzialmente nuova: i dati a disposizione sono quindi relativamente pochi e pertanto la loro attendibilità non è al livello di quella che caratterizza altre tipologie di impianti più consolidate (idroelettrici, fotovoltaici...). Anche per tener conto di questi aspetti si sono sempre effettuate delle assunzioni cautelative.

11.3.1 Impianti fotovoltaici

Per il dimensionamento di questi impianti si è considerato che alle nostre latitudini un campo fotovoltaico caratterizzato da una potenza di picco di 1 MW (equivalenti a 1.000 kW) richiede indicativamente una superficie di 1 ha (10.000 m²). In questa estensione sono comprese anche le strade di servizio, la cabina di elevazione, la recinzione di sicurezza, ...

Per calcolare con buona approssimazione l'energia elettrica che può essere prodotta annualmente da un campo fotovoltaico di questa potenza si deve ovviamente tener conto della latitudine e dell'esposizione delle aree su cui viene installato. Si deve inoltre considerare se l'impianto è costituito da pannelli fissi, ad inseguimento monoassiale (cioè, che possono ruotare attorno ad un proprio asse per "inseguire" il movimento del sole durante la giornata) o ad inseguimento biassiale (cioè, in grado di ruotare attorno a due assi ortogonali per "inseguire" sia i movimenti giornalieri del sole che le variazioni dell'altezza della sua traiettoria nell'arco di un anno). Nel caso in esame, considerato che si tratta di un'installazione su aree sostanzialmente pianeggianti si è scelto di prevedere impianti ad inseguimento mono-assiale in quanto costituiscono la soluzione di compromesso ottimale in termini di rapporto costi-benefici.

Partendo da questi parametri e tenendo conto della storicità dei dati di produzione di impianti con caratteristiche simili, del numero medio dei giorni di nuvolosità della zona e delle ore di irraggiamento che caratterizzano le giornate nei diversi mesi dell'anno, si sono determinati i quantitativi giornalieri di energia producibile e da questi, sviluppandone l'integrale su base annua, la produzione annua complessiva, che cautelativamente può essere assunta pari al valore sotto riportato:

$$1 \text{ MW}_{\text{potenza di picco}} = 1,45 \text{ Mkw}_{\text{energia prodotta}}$$

In pratica quindi, un impianto fotovoltaico da 1 MW di potenza di picco [termine che indica la potenza elettrica massima che l'impianto è in grado di generare nelle condizioni standard di temperatura (25 °C) e radiazione solare incidente (1000 Watt/m²)] permette di produrre annualmente circa 1.450.000 kWh di energia elettrica.

Come è stato evidenziato nelle planimetrie di progetto allegate, sull'area individuata nella zona industriale del comune di Asti è possibile destinare all'installazione di impianti fotovoltaici una superficie di circa 203.000 m², alla quale corrisponde quindi

una potenza di picco di 20,0 MW ed una produzione annua di energia di circa 29.000.000 kWh.

Si potranno quindi realizzare in fasi successive una serie di impianti che si andranno ad aggiungere a quelli già presenti in modo da coprire il crescente fabbisogno di idrogeno e quindi di energia.

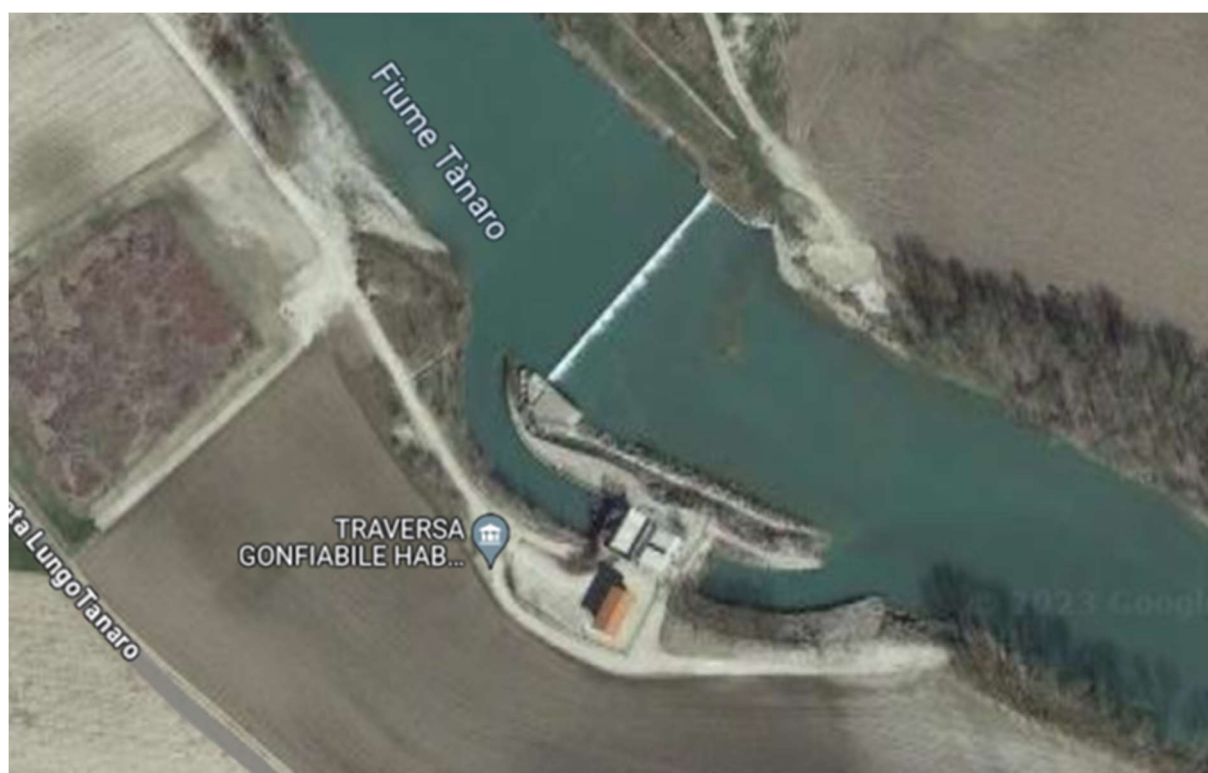
Le aree sulle quali è stata prevista la realizzazione degli impianti fotovoltaici sono state individuate tenendo conto dei vincoli e delle limitazioni dettate dalla “Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica” e delle Norme Tecniche di Attuazione del PRG del comune di Asti nonché dalle “Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili” approvate dalla Regione Piemonte con la Deliberazione della Giunta Regionale n. 3-1183 del 14-12-2010. In osservanza di quanto riportato in questi documenti l’installazione degli impianti fotovoltaici è stata prevista sulle aree che rientrano nelle classi di sintesi IIb e IIIb1.1 mentre è stata esclusa sulle aree IIIa2 in quanto queste ultime sono state giudicate non idonee dalle “Linee guida” regionali.

Si è anche tenuto conto del vincolo costituito dalla presenza della fascia di rispetto dalla linea ferroviaria che lambisce la zona interessata.

In particolare, si è osservato che l’articolo 49 del D.P.R. 753/1980 vieta la realizzazione di edifici e manufatti ad una distanza inferiore ai 30 m dalla rotaia più vicina ma prevede la possibilità di concedere deroghe per interventi che non mettano a rischio la sicurezza pubblica e la conservazione delle ferrovie (art. 60). In altri casi le deroghe per installazioni come quelle in progetto sono state concesse quindi si ritiene che esistano le condizioni per ottenerla anche per l’intervento in esame. In ogni caso si tratta di una porzione di superficie di estensione limitata (meno di un ettaro) per cui anche un eventuale diniego non inciderebbe sul bilancio energetico complessivo dell’iniziativa.

11.3.2 Impianti idroelettrici

Si è accertato che nel tratto del Tanaro che scorre in prossimità dell’area che è stata individuata per l’attuazione del progetto in esame esiste la possibilità di realizzare due impianti idroelettrici a basso salto aventi caratteristiche costruttive e dimensionali simili a quelle dell’impianto rappresentato nella fotografia aerea riportata nella figura seguente, che è situato pochi chilometri più a valle.



Cap. 11 – Fig 1 – Vista aerea di una centrale esistente sul Tanaro analoga alle due che si intendono realizzare

Analizzando i dati di portata del Tanaro forniti dall'ultimo aggiornamento del PTA della Regione Piemonte si sono ricavate le caratteristiche idrologiche del fiume nel tratto in esame; la tabella riportata nel seguito, tratta dall'Allegato 3 alla Relazione generale del PTA, contiene le caratteristiche del bacino sotteso e le portate medie, mensili ed annua; quest'ultima risulta pari a $87 \text{ m}^3/\text{s}$.



CORPO IDRICO		Area [km ²]	Quota media [m s.l.m.]	Afflusso Medio Annuo 1981-2010 [mm]	PORTATA MEDIA NATURALE [mc/sec]												
CODICE	DENOMINAZIONE				annua	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre
06SS2T783PI	T. OSTOLA_56-Scorrimento superficiale-Piccolo	65	359	1274	1,4	1,29	1,42	1,89	2,30	1,89	0,71	0,39	0,55	0,95	1,51	2,51	1,74
01SS2N785PI	T. PIOVA_1-Scorrimento superficiale-Piccolo	30	1109	1324	0,9	0,53	0,55	0,73	1,08	1,43	1,34	0,89	0,70	0,78	0,90	1,09	0,70
10SS2N787PI	T. RIASCO_64-Scorrimento superficiale-Piccolo	31	263	921	0,6	0,60	0,66	0,89	1,01	0,69	0,07	0,00	0,13	0,31	0,59	1,11	0,80
06SS2T788PI	T. RIOSECCO_56-Scorrimento superficiale-Piccolo	23	423	1032	0,4	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
08SS1N794PI	T. TORBO_63-Scorrimento superficiale-Molto piccolo	5	276	777	0,1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
08SS2N796PI	TALLORIA DI CASTIGLIONE_63-Scorrimento superficiale-Piccolo	43	320	700	0,8	0,83	0,91	1,22	1,41	1,03	0,20	0,08	0,22	0,47	0,84	1,54	1,11
08SS2N797PI	TALLORIA DI SINIO_63-Scorrimento superficiale-Piccolo	99	347	706	1,9	1,87	2,05	2,75	3,15	2,32	0,50	0,21	0,51	1,04	1,87	3,43	2,48
04SS2N798PI	TALU_107-Scorrimento superficiale-Piccolo	19	756	841	0,2	0,24	0,27	0,36	0,33	0,25	0,07	0,04	0,03	0,03	0,11	0,33	0,30
04SS2N799PI	TANARELLO_107-Scorrimento superficiale-Piccolo	49	1476	1184	1,4	0,72	0,74	0,97	1,50	2,38	2,60	1,76	1,25	1,23	1,30	1,41	0,92
09SS3N801PI	TANARO_122-Scorrimento superficiale-Medio	501	1065	1007	11,6	9,41	9,42	15,30	21,45	21,20	9,71	4,65	2,83	3,45	7,88	21,86	11,97
09SS2N800PI	TANARO_122-Scorrimento superficiale-Piccolo	333	1297	1066	8,1	5,92	5,91	10,74	15,72	14,06	6,48	2,91	2,27	2,86	6,49	16,22	7,90
06SS4F802PI	TANARO_56-Scorrimento superficiale-Grande-Forte107	1793	866	979	42,4	37,10	39,43	57,76	71,83	67,01	34,90	20,39	16,37	19,01	30,87	67,42	47,13
06SS5T806PI	TANARO_56-Scorrimento superficiale-Molto grande	4776	827	891	91,9	73,17	80,65	113,09	142,65	162,75	109,04	55,69	39,99	42,02	63,37	128,03	101,55
06SS5T807PI	TANARO_56-Scorrimento superficiale-Molto grande	5412	764	864	95,2	79,79	88,94	123,38	149,72	169,69	111,21	56,93	41,04	43,33	65,32	136,14	110,06
06SS5T808PI	TANARO_56-Scorrimento superficiale-Molto grande	8195	643	886	149,4	138,20	159,80	207,25	205,99	213,28	122,71	91,91	67,29	52,33	96,75	254,16	185,23
05SS4N803PI	TANARO_62-Scorrimento superficiale-Grande	3579	1039	971	84,6	63,02	65,96	95,93	131,77	151,64	105,91	54,43	39,11	41,04	61,39	117,93	87,89
05SS4N804PI	TANARO_62-Scorrimento superficiale-Grande	3677	1014	962	87,0	64,75	67,76	98,55	135,37	155,78	107,16	54,92	39,45	41,40	62,15	121,16	90,29
05SS4N805PI	TANARO_62-Scorrimento superficiale-Grande	4491	869	907	90,4	70,03	76,35	108,45	139,89	160,00	108,41	55,41	39,79	41,76	62,91	124,86	97,54
04SS1N809PI	TAONERE_107-Scorrimento superficiale-Molto piccolo	15	1201	1163	0,4	0,23	0,24	0,32	0,45	0,62	0,61	0,41	0,30	0,31	0,36	0,44	0,30

Tabella delle portate naturali del Tanaro tratta dall'Allegato 3 alla Relazione generale del PTA

Dallo stesso Allegato 3 si è ricavato che nel tratto in esame l'incidenza dei prelievi dissipativi (per la quasi totalità ad uso irriguo) ammonta al 30% circa della portata naturale media annua e pertanto può essere quantificata in circa 26 m³/s.

A titolo cautelativo è stato anche calcolato il D.E. (deflusso ecologico) da rilasciare in corrispondenza delle sezioni individuate per la realizzazione dei due impianti idroelettrici, che applicando il Regolamento Regionale 14/R è risultato mediamente pari, su base annua, a circa 25 m³/s.

Come detto, il calcolo è stato effettuato a titolo cautelativo in quanto normalmente negli impianti di questo tipo si riesce a garantire che il "piede" della traversa sia lambito dall'acqua e quindi non è necessario prevedere un rilascio ecologico. Con questi dati è stato quindi calcolato che la portata media annua disponibile per l'utilizzo idroelettrico è pari a:

$$Q_{disp} = Q_{nat} - Q_{irr} - D.E. = 87 - 26 - 25 = 36 \text{ m}^3/\text{s}$$

Utilizzando il modello digitale del terreno della Regione Piemonte si sono ricavate le caratteristiche morfologiche dell'alveo del Tanaro nelle due zone individuate per costruire gli impianti idroelettrici. In questo modo si è accertato che è possibile realizzare

degli impianti che sfruttino un salto utile lordo di 4,0 m, ottenuto grazie ad una soglia fissa in calcestruzzo incassata nel fondo dell'alveo e sormontata da una barriera gonfiabile in gomma che può essere abbattuta in caso di piena.

Assumendo come dato di riferimento questa altezza ed ipotizzando (a titolo cautelativo) di poter sfruttare una portata media annua di 18 m³/s (quindi pari al 50% di quella disponibile calcolata in precedenza), si è ricavata la potenza media degli impianti in progetto, che è risultata essere la seguente:

$$P = 18,0 * 4,0 * 9,81 * 0,85 = 600 \text{ kW}$$

A questo valore della potenza media corrisponde una produzione annua di energia pari a:

$$E = 600 * 8.760 = 5.259.258 \text{ kWh}$$

che nelle valutazioni che si sono effettuate sulle modalità con cui soddisfare il fabbisogno di energia legato alla produzione di idrogeno sono stati cautelativamente arrotondati per difetto a 5.000.000 kWh.

Come mostra la planimetria generale di progetto allegata, l'energia elettrica prodotta da questi impianti verrà trasportata nell'area in cui si trovano l'elettrolizzatore e la cabina di connessione alla rete (o la sottostazione di trasformazione) mediante due elettrodotti interrati in media tensione che indicativamente seguiranno i tracciati riportati sulla planimetria. A seconda delle necessità l'energia prodotta da questi impianti potrà essere utilizzata per ottenere idrogeno o immessa sulla rete.

11.3.3 Impianto a biomasse

Come terza tipologia di impianto da utilizzare per produrre energia elettrica da fonte rinnovabile è stata individuata la realizzazione di una centrale a biomasse dimensionata in modo tale da avere una potenza installata di 1 MW (1.000 kW) e quindi in grado di generare in un anno - assumendo come riferimento i parametri tipici di questi impianti e quindi ipotizzando un funzionamento di 6.000 ore equivalenti - una produzione complessiva di 6.000.000 kWh. Nella pagina seguente si riporta la fotografia aerea di un impianto a biomasse avente dimensioni e caratteristiche analoghe a quello previsto in progetto.

La scelta di ricorrere alla realizzazione di un impianto a biomasse nasce dalla considerazione che il territorio circostante alle aree interessate è preminentemente a

destinazione agricola e che sono presenti anche numerose attività del settore agro-alimentare e dell'allevamento, per cui ci sono le condizioni ottimali per garantire la fornitura del materiale organico necessario per alimentare correttamente l'impianto.



Cap.11 – Fig. 2 – Vista aerea di un impianto a biomasse analogo a quello in progetto

Al tempo stesso si verrebbe a fornire un utile servizio alle attività che operano nel settore agro-alimentare e dell'allevamento nel territorio circostante, che avrebbero la possibilità di smaltire i prodotti di scarto dei propri cicli produttivi in modo comodo ed economicamente conveniente, trasformandoli in materia prima per la produzione di energia. Come indicato nella parte iniziale di questo capitolo, gli impianti a biomasse rientrano nella categoria di quelli alimentati da "fonti rinnovabili" in quanto - anche se il loro ciclo produttivo prevede la distruzione del materiale utilizzato - quest'ultimo è costituito da prodotti di scarto di altre attività e quindi non comportano il consumo di risorse naturali del pianeta.

Il progetto prevede quindi la realizzazione di tre diverse tipologie di impianti per la produzione di energia elettrica sfruttando fonti rinnovabili: fotovoltaico, idroelettrico e biomasse. Se venissero realizzati tutti, questi impianti sarebbero in grado di generare i seguenti quantitativi annui di energia:

- fotovoltaico 29.000.000 kWh
- idroelettrico 1 5.000.000 kWh
- idroelettrico 2 5.000.000 kWh
- biomasse 6.000.000 kWh

per un totale di 45.000.000 kWh che è superiore al fabbisogno calcolato per la massima condizione ipotizzata come lunghezza della tratta percorsa dai treni (Alba - Mortara) e come numero di corse giornaliere (32), che è stato quantificato in circa 30.900.000.

Questa condizione offre numerose possibilità:

- si può immettere in rete e quindi vendere l'energia elettrica prodotta in eccesso ottenendo un ritorno economico che contribuisce a sostenere i costi dell'iniziativa. Come illustrato in precedenza si possono gestire gli impianti in modo tale da vendere l'energia prodotta nelle ore del giorno in cui il suo valore è più elevato in modo da massimizzare i ricavi,
- si può decidere di realizzare solo una parte degli impianti previsti, scegliendone la tipologia e le dimensioni (ad esempio si potrebbe rinunciare ad uno dei due impianti idroelettrici o ridurre l'estensione dei campi fotovoltaici) ma rispettando l'impostazione che è stata data al progetto, che è quella di diversificare le fonti rinnovabili utilizzate in modo da distribuire in modo più razionale la produzione di energia nel corso dell'anno e di una singola giornata,
- si possono prevedere ulteriori sviluppi della produzione di idrogeno, che ad esempio potrebbe essere utilizzato per alimentare treni su altre tratte ferroviarie oppure mezzi su gomma oppure ancora essere impiegato in attività industriali e produttive.

Individuate le diverse forme di produzione di energia elettrica rinnovabile che sono concretamente realizzabili nel territorio interessato e quantificati i fabbisogni necessari in funzione delle due configurazioni limite descritte nel capitolo precedente, è possibile definire le soluzioni progettuali più idonee e quindi a stabilire le aree necessarie per la realizzazione di questi impianti.



Come anticipato, l'idea di fondo è quella di diversificare le fonti di energia utilizzate in modo da creare un "mix" che consenta di sfruttare al meglio le caratteristiche di ciascuna di esse e di minimizzarne le criticità. Queste ultime sono individuabili principalmente nel fatto che non sono impianti programmabili, in particolare quelli idroelettrici e quelli fotovoltaici che insieme forniranno la quasi totalità dell'energia necessaria.



12 Stima sommaria dei costi dell'iniziativa

Come è stato dettagliatamente illustrato nei capitoli precedenti di questa relazione, l'iniziativa in esame è finalizzata a garantire il servizio di treni alimentati ad idrogeno "verde" sulla linea Alba – Asti – Casale – Mortara. L'obiettivo verrà raggiunto per step successivi, partendo dalla tratta Alba – Asti con un numero di corse giornaliere limitato (12) e poi aumentando progressivamente sia la lunghezza della tratta che il numero di corse giornaliere. Si devono quindi realizzare sia gli impianti che devono produrre l'idrogeno che quelli alimentati da fonti rinnovabili che devono fornire l'energia elettrica necessaria per il loro funzionamento. Si devono inoltre predisporre una serie di opere e di interventi accessori, come quelli per la connessione alla rete degli impianti che producono energia elettrica e quelli per lo stoccaggio e la distribuzione dell'idrogeno.

Nel resto della relazione viene precisato che queste opere non verranno realizzate tutte insieme ma in fasi successive, in funzione del fabbisogno di idrogeno che deve essere soddisfatto. Risulta quindi difficile indicare una stima dei costi dell'iniziativa in quanto l'entità dell'investimento necessario varia in modo sensibile in base allo stadio di sviluppo che si prende in considerazione.

Per i motivi indicati in precedenza si è ritenuto opportuno fornire una stima sommaria dell'investimento necessario per realizzare la condizione minima ed indicare i costi delle diverse opere che sono previste, in modo che sia possibile ricavare una stima degli investimenti necessari per realizzare le diverse configurazioni possibili.

Analizzando separatamente le diverse opere ed impianti previsti nell'ambito dell'iniziativa in esame si possono indicare i seguenti costi unitari di riferimento:

- impianto fotovoltaico da 1,0 Mw di potenza di picco	1.000.000	€
- impianto idroelettrico a basso salto sul Tanaro	4.000.000	€
- impianto a biomasse	8.000.000	€
- elettrolizzatore da 1,0 MW di potenza installata	1.000.000	€
- sistema di compressione ed accumulo di H ₂ da 5.000 kg di capacità	7.000.000	€
- stazione di rifornimento e punto ricarica carri bombolai	2.200.000	€
- cabina ed opere di connessione alla rete MT (fino a 9 MW)	200.000	€
- sottostazione di trasformazione per connessione alla rete AT (30 MW)	7.000.000	€
- elettrodotto interrato in MT per collegamento impianti idroelettrici	1.500.000	€
- opere edili per capannone elettrolizzatore e fabbricato uffici	400.000	€
- interventi di sistemazione dell'area e della viabilità	200.000	€



L'investimento necessario per attuare la condizione minima prevista (12 corse giornaliere sulla tratta Asti – Alba) realizzando le opere che vengono indicate nel successivo paragrafo 13.1) risulta quindi essere il seguente:

a) impianto fotovoltaico da 4,2 MW di potenza di picco	4.200.000	€
b) n. 3 elettrolizzatori da 1,0 Mw di potenza ciascuno	3.000.000	€
c) sistema di compressione ed accumulo dell'idrogeno da 2.000 kg	4.000.000	€
d) baia di rifornimento dei carri bombolai e stazione di servizio	2.200.000	€
e) cabina ed opere di connessione alla rete MT	200.000	€
f) opere edili per capannone elettrolizzatore e fabbricato uffici (prima fase)	250.000	€
g) interventi di sistemazione dell'area e della viabilità	200.000	€
h) spese tecniche per progettazione esecutiva, DL, collaudi ed altro	1.000.000	€
TOTALE	15.050.000	€

Si osserva che l'importo dell'investimento necessario per realizzare la condizione minima descritta in precedenza è proporzionalmente superiore a quello che caratterizza i successivi step di ampliamento e potenziamento dell'impianto in quanto comprende degli interventi, come quelli identificati dalle lettere c) e successive che poi serviranno anche per gli step successivi.

13 Fasi attuative del progetto: i possibili step

Nel precedente paragrafo 11.1) si sono quantificati i fabbisogni di idrogeno (H₂) che caratterizzano le due configurazioni limite (iniziale e finale) che sono state assunte come riferimento per il progetto in esame. La configurazione iniziale è quella minima, sia come numero di corse giornaliere del treno (16) che, come lunghezza della tratta servita, (Alba - Asti). La configurazione finale è quella massima, sia come numero di corse giornaliere (32, 16 nei festivi) che, come lunghezza della tratta percorsa, (Alba - Asti - Casale - Mortara).

Vista l'importanza degli investimenti che si devono effettuare per realizzare le opere necessarie si è ritenuto opportuno prevedere di procedere per step successivi. Questa impostazione è motivata anche dal fatto che si tratta di una iniziativa per la quale esistono pochissimi precedenti a cui riferirsi, per cui allo stato attuale non è semplice fare delle previsioni corrette ed attendibili sulla futura evoluzione della richiesta di idrogeno e quindi dell'energia elettrica generata da fonti rinnovabili necessaria per produrlo,

Per questi motivi si è previsto di iniziare realizzando le opere che sono necessarie per soddisfare i fabbisogni della configurazione minima e poi implementarle progressivamente in fasi successive in funzione di come si evolverà la richiesta di idrogeno e quindi di energia, fino ad arrivare alla configurazione massima ipotizzata. Questo tipo di impostazione è resa possibile dal fatto che sia gli impianti per la produzione e lo stoccaggio dell'idrogeno che quelli per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono modulabili, quindi la loro potenzialità può essere facilmente incrementata senza che si renda necessario modificare o sostituire le opere già eseguite.

Nel seguito di questo capitolo vengono analizzati anche due dei possibili step intermedi che si potrebbero attuare nel passaggio da quello iniziale a quello finale. Come si può facilmente immaginare, in realtà le opzioni possibili sono molto numerose, sia come lunghezza della tratta percorsa che come numero di corse giornaliere che vengono garantire. I due step intermedi che si sono ipotizzati sono i seguenti:

- STEP 2 – tratte Alba – Asti ed Asti – Casale (lunghezza totale km 82,91) con 16 corse giornaliere
- STEP 3 – tratte Alba – Asti, Asti – Casale e Casale - Mortara (lunghezza totale km 111,31) con 16 corse giornaliere



Nelle tabelle riportate nella pagina seguente vengono riassunti i calcoli relativi al fabbisogno di idrogeno e di energia elettrica che caratterizzano questi due step intermedi.

Successivamente si dedica un paragrafo a ciascuna delle quattro fasi che sono state individuate, illustrando le opere che sono previste in ciascuna di esse per garantire la produzione di energia elettrica necessaria a soddisfare il fabbisogno di idrogeno che la caratterizza. È opportuno precisare che anche per quanto riguarda le modalità con cui produrre l'energia elettrica, in questa fase vengono formulate delle ipotesi che dovranno poi essere verificate e confermate in futuro in funzione – ad esempio – della durata e degli esiti dei procedimenti autorizzativi relativi ai diversi impianti (in particolare quelli idroelettrici e quello a biomasse).

DESCRIZIONE PARAMETRO	U.M.	VALORE
Lunghezza totale delle tratte Alba - Asti ed Asti - Casale	km	82,91
Numero di corse giornaliere		16
Percorrenza totale giornaliera (82,91 * 16)	km	1.326,56
Percorrenza totale annua (1.326,56 * 365)	km	484.194
Consumo unitario di idrogeno	kg/km	0,43
Consumo annuo totale di idrogeno (484.194 * 0,43)	kg	208.203,42
Consumo annuo totale arrotondato	kg	210.000
Fabbisogno di energia elettrica per la produzione di 1 kg di idrogeno	kWh/kg	60
Fabbisogno annuo totale di energia elettrica (210.000 * 60)	kWh	12.600.000

Tabella riassuntiva del calcolo del fabbisogno di idrogeno e di energia elettrica per lo STEP 2

DESCRIZIONE PARAMETRO	U.M.	VALORE
Lungh. totale delle tratte Alba - Asti, Asti - Casale e Casale - Mortara	km	111,31
Numero di corse giornaliere		16
Percorrenza totale giornaliera (111,31 * 16)	km	1.780,96
Percorrenza totale annua (1.780,96 * 365)	km	650.050
Consumo unitario di idrogeno	kg/km	0,43
Consumo annuo totale di idrogeno (650.050 * 0,43)	kg	279.521,67
Consumo annuo totale arrotondato	kg	280.000
Fabbisogno di energia elettrica per la produzione di 1 kg di idrogeno	kWh/kg	60
Fabbisogno annuo totale di energia elettrica (280.000 * 60)	kWh	16.800.000

Tabella riassuntiva del calcolo del fabbisogno di idrogeno e di energia elettrica per lo STEP 3

13.1 Primo step – configurazione minima iniziale – tratta Alba – Asti (16 corse giornaliere)

Nel precedente capitolo 11.1) sono stati quantificati i fabbisogni annui che caratterizzano la configurazione minima iniziale, che sono risultati pari a 96.000 kg di idrogeno (H₂) ed a 5.760.000 kWh di energia elettrica.

Il progetto che si propone prevede che tutti gli interventi necessari per rendere operativo l'impianto nella sua configurazione "minima" iniziale insistano su terreni che sono di proprietà del comune di Asti e per i quali il vigente PRG – approvato con la D.G.R. n. 30-71 del 24/05/2000 – prevede la destinazione come "Aree produttive a prevalente destinazione industriale e artigianale di nuovo impianto e relativa classificazione DI6A". In particolare, la maggior parte degli stessi sono ubicati nella porzione già urbanizzata dell'area che è stata individuata all'interno della zona industriale.

Le opere che sono necessarie in questa prima fase sono le seguenti:

- impianto fotovoltaico con potenza di picco pari a 4,2 MW, diviso in due lotti distinti,
- impianto per la produzione di idrogeno costituito da tre elettrolizzatori di potenza pari ad 1,0 MW, per una potenza complessiva di 3,0 MW. Anche se si tratta di macchinari che possono essere collocati all'aperto, si è previsto di installarli all'interno di un capannone prefabbricato in modo da proteggerli in modo ottimale e renderne più agevole la gestione e la manutenzione.
- impianto di compressione e stoccaggio con capacità di accumulo pari a 2.000 kg,
- cabina di consegna per la connessione alla rete elettrica nazionale in MT,
- una baia per il rifornimento e lo stoccaggio dei carri bombolai. Si sono previste due zone, una per il rifornimento di un carro vuoto ed un'altra per la sosta di un carro che attende il rifornimento,
- una stazione di servizio impostata in modo tale che possano fare rifornimento di idrogeno eventuali mezzi su gomma con motore alimentato con questo gas,
- un edificio con uffici, locali tecnici, magazzino per materiali ed attrezzature necessari per la gestione dell'impianto.

Si ritengono opportune alcune precisazioni sulla cabina di connessione alla rete in media tensione.

Come indicato in precedenza, l'impianto in progetto è finalizzato unicamente alla produzione di idrogeno "verde", quindi, è esclusa la possibilità di utilizzare l'energia elettrica prelevata dalla rete nazionale per alimentare gli elettrolizzatori in quanto si tratta di energia che viene prodotta anche da fonti fossili. Ciò nonostante, il sistema deve essere collegato alla rete elettrica nazionale in quanto si verificheranno delle situazioni in cui l'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili (che non sono "programmabili") non viene interamente assorbita dagli elettrolizzatori, per cui è opportuno che sia garantita la possibilità di immettere in rete la produzione eccedente, che così può essere venduta e quindi fornire delle entrate che contribuiscono a sostenere i costi dell'iniziativa.

Si è verificato con gli enti competenti che per potenze inferiori ai 10 MW la connessione può avvenire in media tensione, quindi con la costruzione di una semplice cabina di consegna e con procedure autorizzative semplici e veloci. Per potenze superiori invece, la connessione deve essere effettuata in alta tensione e quindi richiede la realizzazione di una sottostazione di trasformazione e comporta un iter autorizzativo più lungo ed oneroso perché viene gestito a livello nazionale da Terna.

Come indicato nella tavola 2 allegata, per produrre l'energia elettrica necessaria per garantire il soddisfacimento del fabbisogno di idrogeno che contraddistingue questa prima fase è stato previsto di ricorrere alla realizzazione di un impianto fotovoltaico di circa 42.000 m², che in base ai dati che sono stati forniti in precedenza può generare una potenza di picco di 4,2 MW e fornire una produzione annua di 6.090.000 kWh di energia, quindi con un esubero di circa 330.000 kWh rispetto al fabbisogno previsto.

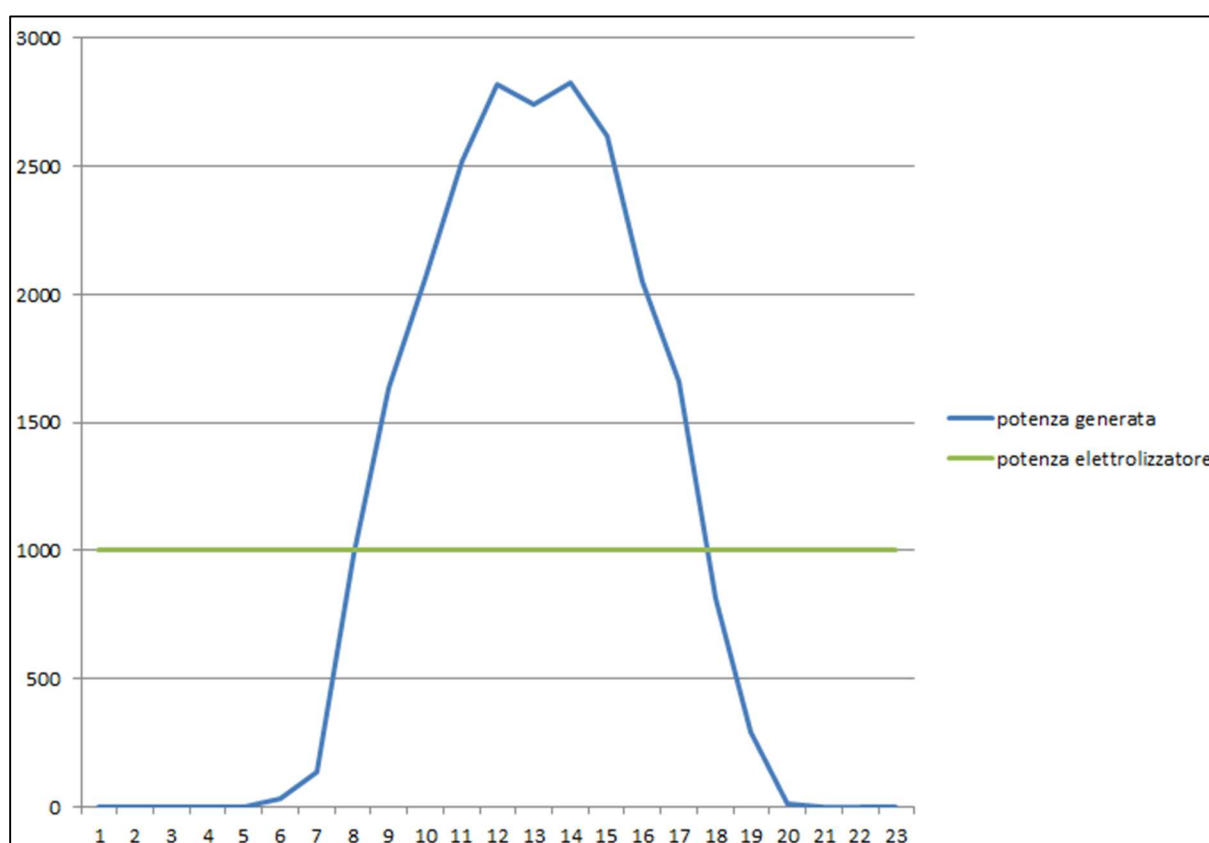
È stata scelta questa fonte rinnovabile in quanto si tratta della tipologia di impianti più semplice e veloce da realizzare, sia dal punto di vista autorizzativo che da quello costruttivo.

Si precisa che una parte della superficie indicata – ed esattamente circa 4.750 m² sui 42.000 m² previsti in totale – ricade all'interno della fascia di rispetto di 30 m della linea ferroviaria che lambisce la zona di intervento, all'interno della quale l'installazione dei pannelli fotovoltaici richiede l'ottenimento di una deroga da parte delle Ferrovie dello Stato. Esistono le condizioni tecniche (ed i precedenti) per l'ottenimento di questo nulla osta, ma anche nel caso in cui non si dovesse ottenere la superficie rimanente sarebbe comunque sufficiente per soddisfare il fabbisogno di questa fase.

Nel precedente paragrafo 11.2) si è indicato che è stato previsto di ricorrere ad elettrolizzatori di potenza nominale pari ad 1 MW, che sono in grado di fornire una

produzione massima giornaliera di 450 kg di idrogeno utilizzando circa 24.000 kWh di energia elettrica.

Il fabbisogno annuo di idrogeno della condizione minima in esame è pari a 96.000 kg e corrisponde ad un quantitativo giornaliero di circa 263 kg, cioè circa il 58% di quanto un elettrolizzatore di 1 MW è in grado di produrre. A prima vista sembrerebbe quindi che per la condizione minima possa essere sufficiente un singolo elettrolizzatore, ma una valutazione più attenta mostra che non è così. Per averne la prova è sufficiente esaminare il grafico riportato nel seguito, che mostra come varia nell'arco di una giornata tipo la potenza generata da un campo fotovoltaico con la potenza di picco di 4,2 MW e caratteristiche analoghe a quello in esame.



Curva giornaliera della potenza generata da un campo fotovoltaico da 4,2 MW di potenza

Come si può notare, la produzione si concentra nella parte centrale della giornata, quando ci si avvicina molto alla potenza di picco dell'impianto. Nelle altre ore la potenza generata scende notevolmente ed ovviamente si annulla nelle ore notturne. Nel caso in esame questo significa che se ci si limitasse ad installare un solo elettrolizzatore da 1 MW di potenza, circa i due terzi dell'energia generata dall'impianto fotovoltaico nell'arco

della giornata non potrebbe essere utilizzata per produrre idrogeno e quindi alla fine il fabbisogno di gas non potrebbe essere soddisfatto.

Per riuscire a sfruttare in modo completo l'energia elettrica prodotta dal campo fotovoltaico si devono quindi installare tre elettrolizzatori da 1 MW di potenza ciascuno, che in pratica lavoreranno a piena potenza o quasi per poche ore. L'idrogeno prodotto dagli elettrolizzatori viene immagazzinato nel sistema di stoccaggio descritto in precedenza, che come anticipato in questa fase avrà una capacità di circa 2.000 kg.

In questa condizione minima iniziale il fabbisogno giornaliero di idrogeno sarà di circa 263 kg, per produrre i quali sono necessari circa 15.800 kWh di energia elettrica. Visto che il quantitativo prodotto dal campo fotovoltaico è maggiore, l'energia elettrica prodotta in esubero può essere venduta nel mercato dell'energia, generando delle entrate economiche che contribuiscono a sostenere i costi di gestione del sistema. Per questo motivo, l'impianto deve essere connesso alla rete elettrica nazionale. In alternativa si potrà utilizzare tutta l'energia elettrica generata dall'impianto fotovoltaico per produrre un quantitativo di idrogeno superiore al fabbisogno della tratta ferroviaria e destinare la parte eccedente ad altri utilizzi, ad esempio il trasporto pubblico su gomma.

13.2 Secondo step – tratte Alba – Asti ed Asti – Casale (16 corse giornaliere)

Questo secondo possibile step nello sviluppo del progetto complessivo in esame, dalla configurazione minima iniziale a quella massima finale è caratterizzato da un fabbisogno annuo di idrogeno di 210.000 kg, al quale corrisponde un fabbisogno annuo di energia elettrica di circa 12.600.000 kWh.

Come risulta dal prospetto riportato al fondo del capitolo II, questo quantitativo potrebbe essere integralmente fornito dagli impianti fotovoltaici, la cui potenzialità complessiva è superiore al doppio di questo valore. Per le motivazioni a cui si è fatto cenno nel paragrafo precedente però, compatibilmente con la durata e con l'esito delle procedure autorizzative relative agli impianti idroelettrici ed a biomasse è opportuno diversificare le fonti rinnovabili utilizzate, in modo da ottenere una produzione di energia distribuita in modo più uniforme e razionale nel corso della giornata ed evitare di dover sovradimensionare l'elettrolizzatore. Si deve infatti considerare che, se si pensasse di ottenere tutta l'energia elettrica con un impianto fotovoltaico, quest'ultimo dovrebbe

avere una potenza di picco di circa 9 MW e quindi richiederebbe l'installazione di almeno sei elettrolizzatori per poterla sfruttare in modo ottimale.

Se invece si ipotizza di poter disporre anche solo di uno dei due impianti idroelettrici in progetto, che sono in grado di produrre annualmente circa 5.000.000 kWh di energia, la quota da garantire con il fotovoltaico scende a circa 7.600.000 kWh, per una potenza di picco di 5,3 MW. In questo caso il numero di elettrolizzatori necessario potrebbe essere inferiore in quanto la produzione di energia risulta essere distribuita in modo più uniforme nel corso dell'anno per cui i "picchi" dovuti al fotovoltaico possono anche non essere sfruttati per produrre idrogeno ma immessi in rete.

La situazione sarebbe analoga se si dovesse decidere di realizzare l'impianto a biomasse invece di quello idroelettrico in quanto le due producibilità sono simili così come sono confrontabili le possibilità che offrono di distribuire la produzione nell'arco dell'anno e della giornata.

Volendo formulare una ipotesi a cui fare riferimento in questa fase progettuale si può quindi indicare che il fabbisogno di energia elettrica che caratterizza questo secondo step verrà soddisfatto realizzando:

un impianto idroelettrico in grado di fornire una produzione annua di 5.000.000 kWh, un impianto fotovoltaico da 1,1 MW di potenza di picco che si va ad aggiungere a quello da 4,2 MW già realizzato per la condizione minima, portando quindi ad avere un impianto con potenza di picco pari a 5,3 MW che è in grado di produrre circa 7.700.000 kWh.

Si ottiene così una produzione annua di energia elettrica pari a 12.700.000 kWh e quindi leggermente superiore al fabbisogno che caratterizza questo secondo step.

13.3 Terzo step – tratte Alba – Asti, Asti – Casale e Casale – Mortara (16 corse giornaliere)

Questo terzo possibile step individuato nello sviluppo del progetto complessivo in esame, dalla configurazione minima iniziale a quella massima finale è caratterizzato da un fabbisogno annuo di idrogeno di 280.000 kg, al quale corrisponde un fabbisogno annuo di energia elettrica di circa 16.800.000 kWh.

In merito alla ripartizione di questo quantitativo tra le diverse fonti rinnovabili utilizzabili valgono le stesse considerazioni che sono state sviluppate nel paragrafo precedente. Anche in questo caso si possono formulare diverse ipotesi di combinazione

tra le diverse tipologie di impianti realizzabili, sempre nell'ottica di ottimizzare la distribuzione della produzione. Si può ad esempio pensare di aggiungere alla situazione prevista per lo step precedente un impianto idroelettrico (se è già presente quello a biomasse) o l'impianto a biomasse se in precedenza è stato realizzato quello idroelettrico. In questo modo si riesce a diversificare ulteriormente la produzione di energia e quindi ad ottimizzarne la distribuzione nell'arco della giornata, contenendo le dimensioni degli elettrolizzatori necessari.

Anche in questo caso, volendo delineare una configurazione a cui fare riferimento in questa fase progettuale si può indicare che il fabbisogno di energia elettrica che contraddistingue questo step potrà essere soddisfatto aggiungendo l'impianto a biomasse a quelli già indicati per lo step precedente. In questo modo si arriverebbe ad avere una produzione annua di 18.700.000 kWh di energia cos' distribuita:

- dall'impianto idroelettrico 5.000.000 kWh
- dall'impianto fotovoltaico 7.700.000 kWh
- dall'impianto a biomasse 6.000.000 kWh

Per soddisfare il fabbisogno calcolato per questo step potrebbe essere sufficiente anche la realizzazione del secondo impianto idroelettrico al posto di quello a biomasse, ma la soluzione proposta consentirebbe una maggiore diversificazione delle fonti rinnovabili utilizzate.

13.4 Condizione massima – tratte Alba – Asti, Asti – Casale, Casale – Mortara

La condizione massima ipotizzata dal progetto in esame prevede che la tratta servita dai treni alimentati ad idrogeno sia quella che si estende da Mortara a Cuneo con uno sviluppo totale di circa 111,31 km e che vengano effettuate 32 corse giornaliere nei giorni feriali e 16 in quelli festivi. Il fabbisogno annuo di energia che contraddistingue questa fase è stato quantificato in circa 30.900.000 kWh.

Come indicato in precedenza, questo fabbisogno può essere soddisfatto in modi diversi. Partendo dalla situazione indicata per lo step precedente, che prevede una produzione annua di 18.700.000 kWh, si devono produrre ulteriori 12.200.000 kWh, che possono essere ottenuti integralmente estendendo gli impianti fotovoltaici oppure

realizzando il secondo impianto idroelettrico e “coprendo” con il fotovoltaico la parte rimanente.

Ipotizzando di adottare questa seconda soluzione, in modo da avere una produzione di energia distribuita in modo più uniforme tra le diverse fonti rinnovabili, si dovrebbe quindi realizzare un ampliamento dei campi fotovoltaici già installati in grado di generare circa 7.200.000 kWh, quindi caratterizzato da una potenza di picco di circa 5,0 MW.

La configurazione complessiva degli impianti previsti per soddisfare il fabbisogno di energia elettrica che caratterizza la condizione massima presa in esame verrebbe quindi ad essere la seguente:

- due impianti idroelettrici sul Tanaro di caratteristiche simili, ciascuno dei quali in grado di produrre 5.000.000 kWh, per un totale di 10.000.000 kWh annui
- un impianto alimentato a biomasse in grado di produrre 6.000.000 kWh
- una serie di impianti fotovoltaici caratterizzati da una potenza di picco complessiva di 10,3 MW, e quindi in grado di fornire una produzione annua di circa 15.000.000 kWh.

La produzione annua complessiva che potrebbe fornire è di 31.000.000 kWh, quindi leggermente superiore a quella strettamente necessaria.

Come si può osservare, rispetto alla potenzialità massima degli impianti previsti nella soluzione progettuale proposta, che è stata quantificata nel capitolo 11 e che ammonta ad un totale di 45.000.000 kWh, resta un margine di circa 14.000.000 kWh, che potrebbero essere forniti estendendo ulteriormente i campi fotovoltaici. Si può infatti notare che questi ultimi nella condizione massima avranno una potenza di picco pari a 10,3 MW, mentre la potenzialità complessiva delle aree individuate è stata quantificata in 20,00 MW.

Questo “margine” permetterà di “coprire” con energia fotovoltaica eventuali impedimenti che si dovessero verificare nella realizzazione dell’impianto a biomasse o di quelli idroelettrici oppure di incrementare la produzione di idrogeno se si dovesse verificare un aumento della richiesta di questo gas.

14 Uno zoom sulla fase di transizione

La realizzazione di un sistema di trasporto a emissioni zero sembra essere un obiettivo raggiungibile ma le attuali tecnologie per l'elettrico e idrogeno necessitano di infrastrutture ancora in stato embrionale, fattore che porta ad una difficoltà nel raggiungimento gli obiettivi europei nei tempi prefissati.

In questa direzione, nasce la necessità di ripristinare un termine che solo dieci anni fa aveva una valenza fondamentale per il continente europeo, la cosiddetta Transizione Ecologica. Il concetto di creare una traiettoria nella diminuzione delle emissioni inquinanti e climalteranti, in grado di garantire uno sviluppo armonico dell'ecologia senza impattare negativamente sull'economia, ha una rinnovata valenza alla luce delle criticità che si stanno palesando.

La difficoltà nella diffusione della mobilità sostenibile vincolata ai settori elettrico ed idrogeno impatta in modo rilevante sugli obiettivi dell'Agenda europea. Costi elevati ed infrastrutture che necessitano di tempi lunghi per la realizzazione, sono tra le cause limitanti. D'altronde, il nostro Paese dovrebbe far tesoro di quanto appreso negli ultimi cinquant'anni, tempo che ha richiesto la crescita dell'infrastruttura nazionale di rifornimento per veicoli a metano, circa 1500 stazioni, la più importante a livello europeo, garantendo la circolazione di circa 1.000.000 di veicoli (su un parco di 39.000.000).

Questo dimostra come un'infrastruttura che consenta l'utilizzo di un combustibile alternativo richieda tempi considerevoli per arrivare a dimensioni sufficienti per contribuire minimamente al rinnovamento di un parco circolante, che in Italia risulta particolarmente datato.

Una possibile strategia per favorire la transizione verso un'economia a basso tenore di carbonio ed emissioni limitate, è quella di intervenire immediatamente con soluzioni di riqualificazione delle emissioni sul parco circolante.

Agire su un alto numero di veicoli circolanti con piccole misure di decarbonizzazione può portare a risultati più estesi e immediati rispetto a concentrarsi su pochi mezzi attualmente zero emission ultra-performanti che però hanno altissimi costi d'acquisto (un truck a idrogeno costa circa 700.000 €, un retrofit dual fuel a idrogeno costa circa 50.000 €, con un rapporto di 14 a 1). Questo principio si basa sull'idea che un piccolo miglioramento in termini di riduzione delle emissioni di carbonio applicato all'enorme parco dei veicoli circolanti, ha un impatto sulla decarbonizzazione complessiva sicuramente superiore. Considerando che il rinnovamento del parco circolante

richiederà tempi estremamente lunghi e ingenti investimenti, intervenire sulla vasta gamma di veicoli già in circolazione permette di ottenere cambiamenti immediati.

Esistono oggi tecnologie di conversione applicabili a mezzi per trasporto pubblico ed industriale che, tramite l'impiego di combustibili carbon neutral (bio-metano, idrogeno verde, bio-etanolo, ecc), tragheranno i motori endotermici attualmente in uso nel mercato professionale, verso l'obiettivo finale di emissioni zero. Verrà così concesso tempo per assecondare la naturale curva di consolidamento delle tecnologie indicate dal Green New Deal.

14.1 Tecnologie di trasformazione attualmente disponibili

Le tecnologie di trasformazioni dei motori endotermici, attualmente disponibili al fine di ridurre le emissioni di carbonio, sono: Dual Fuel, motori dedicati, Bi Fuel, mono Fuel. Per i veicoli a motore diesel è possibile apportare modifiche con sistemi Dual Fuel o con trasformazioni dedicate per l'utilizzo esclusivo di carburanti carbon neutral. Nei sistemi Dual Fuel, al carburante principale viene aggiunto un carburante a più basso impatto di carbonio. Il sistema di retrofit utilizza una centralina che lavora in parallelo a quella di controllo motore che, tramite algoritmi avanzati permette di miscelare l'aria aspirata al motore con il combustibile alternativo, riducendo l'impiego di gasolio. Viene calcolata in tempo reale la quantità di gasolio da sostituire con il carburante alternativo, garantendo le stesse prestazioni originali del motore. Il retrofit dei motori diesel con carburanti alternativi in modalità dual fuel rappresenta una soluzione fattiva per la riduzione delle emissioni inquinanti e in particolar modo la CO₂ (con valori che vanno dal 10% al 50%).

Un esempio di applicazione dei sistemi Dual Fuel è quello attualmente applicabile al Trasporto Pubblico con utilizzo di bio-LNG (Gas Naturale Liquefatto) o bio-CNG (Gas Naturale Compresso). Utilizzando meno diesel e più bio-metano nella camera di combustione, si hanno vantaggi dal punto di vista ecologico ed economico.

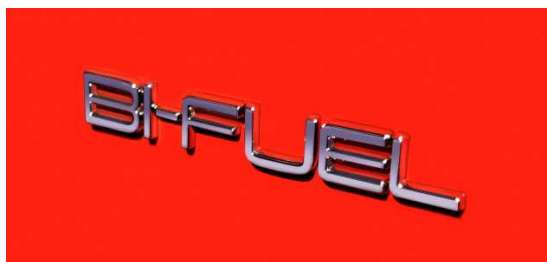
Alternativa più complessa alla trasformazione Dual Fuel, è quella della conversione totale del motore diesel in un motore dedicato (modificato meccanicamente in ciclo otto), che permette di utilizzare esclusivamente carburante alternativo, con benefici ambientali ed economici ancora superiori rispetto al Dual Fuel.

Anche i veicoli a benzina possono beneficiare di una trasformazione ecologica. La tecnologia di conversione Bi Fuel e Mono Fuel sono soluzioni consolidate e applicate nel nostro Paese da oltre cinquant'anni. Attualmente possono essere realizzate soluzioni Bi



Fuel per tutti i tipi di veicoli alimentati a benzina; questi veicoli sono dotati di un sistema di iniezione secondario che consente di passare dall'uso 100% benzina al 100% carburante alternativo.

Mentre nei veicoli Bi Fuel si mantiene inalterata la capacità del serbatoio benzina, che rimane il combustibile primario, nei sistemi cosiddetti Mono Fuel, la benzina è utilizzata solo per il raggiungimento della temperatura d'esercizio del motore ed è presente a bordo in un piccolo serbatoio non superiore ai 10 litro. In questa configurazione, il carburante prima primario è quello alternativo. Chiaramente, i veicoli a benzina sono principalmente autovetture passeggeri e quindi le trasformazioni Bi Fuel e Mono Fuel riguardano principalmente questi tipi di veicoli.



15 Inquadramento giuridico

15.1 Inquadramento generale

La Provincia di Asti ha allo studio un progetto per lo sviluppo di una Hydrogen Community, originariamente dislocata in San Marzanotto (AT), da cui il nome del progetto, ed oggi ricollocata in zona P.I.P. Quarto, consistente nella produzione, consumo, trasporto e stoccaggio di energia da fonti rinnovabili basato sul vettore idrogeno, al fine di alimentare il trasporto ferroviario sulla direttrice Cuneo-Asti-Casale-Mortara-Milano.

Il progetto prevede, in sintesi, l'utilizzo di una area dismessa di proprietà Comunale, già industriale, al fine di posizionarvi pannelli fotovoltaici e un impianto per la produzione e lo stoccaggio di idrogeno verde prodotto tramite elettrolisi. L'impianto dovrebbe essere altresì alimentato con energia prodotta da centraline idroelettriche posizionate sul Tanaro, nei pressi dell'impianto, nonché tramite energia prodotta da biomasse di allevamenti di bestiame aventi sede nell'area.

Il fine ultimo del progetto è la *"creazione di un modello di comunità energetica per i territori fragili, che impieghi un mix di energie rinnovabili e utilizzi siti e aree dismesse"*, che possa all'occorrenza anche devolvere parte della produzione alle imprese energivore presenti *in loco*. In sintesi, si punta a garantire l'indipendenza energetica del territorio attraverso l'impiego dell'idrogeno verde prodotto nell'area, stimolando lo sviluppo di una *"filiera dell'idrogeno"* progettata tenendo in considerazione le specificità del territorio, caratterizzato dall'assenza di grandi aree industriali dismesse e da una geomorfologia accidentata di tipo collinare, connotata da insediamenti di dimensioni medio-piccole, che impongono la medesima scala ridotta ai progetti.

Gli obiettivi della progettazione, sinteticamente descritti, consistono:

- nel reperimento di dati aggiornati circa il fabbisogno energetico delle aziende insediate nell'area;
- nella verifica delle superfici necessarie per la produzione fotovoltaica;
- nella quantificazione e valutazione delle modalità di produzione di energie rinnovabili da fonti diverse;
- nella progettazione e nel calcolo dei costi di realizzazione dell'impianto di elettrolizzazione per la produzione dell'idrogeno;
- nella individuazione di modalità di trasporto e di utilizzo dell'idrogeno per autoconsumo, anche con riferimento al correlato progetto sull'idrogeno collegato alla mobilità sostenibile ed in primis al trasporto ferroviario;



- nella individuazione di modalità di utilizzo dell'idrogeno per edifici pubblici;
- nella sostenibilità economica del progetto;
- nelle implicazioni legali legate alla realizzazione della nuova comunità energetica.

15.2 Inquadramento normativo

Il presente contributo è teso allo sviluppo e all'analisi dell'ultimo punto esposto, ossia la descrizione delle implicazioni legali legate alla realizzazione della nuova comunità energetica in senso ampio, attraverso l'individuazione di proposte gestionali della Hydrogen Community, diversamente articolate in dipendenza della estensione e complessità di quanto si prevede di realizzare e dei relativi tempi di implementazione.

In via preliminare, è necessario evidenziare che ogni scenario di utilizzo dell'idrogeno verde quale vettore è, ad oggi, caratterizzato da una assoluta aleatorietà, dal momento che non esistono, sul territorio italiano, impianti di elettrolizzazione per la produzione di idrogeno attivi. Al contempo, non esiste una regolazione normativa sul punto, né un mercato dell'idrogeno verde che permetta di quotare con attendibilità il valore della materia prima e definire a priori quali possano essere il trend di sviluppo delle tecnologie e quello di diffusione di mezzi o impianti a idrogeno, e quindi di stimare il fabbisogno di idrogeno verde per gli enti pubblici coinvolti.

Alla luce di quanto esposto, il presente studio non può che limitarsi ad una valutazione di fattibilità giuridica allo stato attuale della regolazione, che andrà comunque approfondito con riferimento agli aspetti tecnico-economici, contabili ed imprenditoriali.

Tali valutazioni sono estremamente rilevanti nel caso di specie, in cui l'iniziativa è assunta da un ente locale, quale la Provincia di Asti.

L'art. 4 del d.lgs. n. 175/2016, infatti, prevede che *"Le amministrazioni pubbliche non possono, direttamente o indirettamente, costituire società aventi per oggetto attività di produzione di beni e servizi non strettamente necessarie per il perseguimento delle proprie finalità istituzionali, né acquisire o mantenere partecipazioni, anche di minoranza, in tali società"*.

In base al comma 2 del medesimo articolo, *"nei limiti di cui al comma 1, le amministrazioni pubbliche possono, direttamente o indirettamente, costituire società e*

acquisire o mantenere partecipazioni in società esclusivamente per lo svolgimento delle attività sottoindicate:

- a) produzione di un servizio di interesse generale, ivi inclusa la realizzazione e la gestione delle reti e degli impianti funzionali ai servizi medesimi;
- b) progettazione e realizzazione di un'opera pubblica sulla base di un accordo di programma fra amministrazioni pubbliche, ai sensi dell'articolo 193 del decreto legislativo n. 50 del 2016;
- c) realizzazione e gestione di un'opera pubblica ovvero organizzazione e gestione di un servizio d'interesse generale attraverso un contratto di partenariato di cui all'articolo 180 del decreto legislativo n. 50 del 2016, con un imprenditore selezionato con le modalità di cui all'articolo 17, commi 1 e 2;
- d) autoproduzione di beni o servizi strumentali all'ente o agli enti pubblici partecipanti o allo svolgimento delle loro funzioni, nel rispetto delle condizioni stabilite dalle direttive europee in materia di contratti pubblici e della relativa disciplina nazionale di recepimento;
- e) servizi di committenza, ivi incluse le attività di committenza ausiliarie, apprestati a supporto di enti senza scopo di lucro e di amministrazioni aggiudicatrici di cui all'articolo 3, comma 1, lettera a), del decreto legislativo n. 50 del 2016".

Il comma 4, inoltre, prevede che "Le società in house hanno come oggetto sociale esclusivo una o più delle attività di cui alle lettere a), b), d) ed e) del comma 2. Salvo quanto previsto dall'articolo 16, tali società operano in via prevalente con gli enti costituenti o partecipanti o affidanti".

A sua volta, l'art. 16 prevede che "Gli statuti delle società di cui al presente articolo devono prevedere che oltre l'ottanta per cento del loro fatturato sia effettuato nello svolgimento dei compiti a esse affidati dall'ente pubblico o dagli enti pubblici soci" e che "La produzione ulteriore rispetto al limite di fatturato di cui al comma 3, che può essere rivolta anche a finalità diverse, è consentita solo a condizione che la stessa permetta di conseguire economie di scala o altri recuperi di efficienza sul complesso dell'attività principale della società".

In aggiunta, come rimarcato dall'avverbio altresì, il comma 7 ammette "le partecipazioni nelle società aventi per oggetto sociale prevalente la gestione di spazi fieristici e l'organizzazione di eventi fieristici, la realizzazione e la gestione di impianti di trasporto a fune per la mobilità turistico-sportiva eserciti in aree montane, nonché la produzione di energia da fonti rinnovabili".

L'entrata in vigore del d.lgs. n. 175/16 ed in particolare del citato art. 16, comma 7 (introdotto successivamente all'entrata in vigore del decreto) ha consentito di superare i dubbi giuridici avanzati a suo tempo dalla Corte dei Conti. A suo tempo, infatti, la sez. contr. Lombardia, Deliberazione n. 861/10 e n.997/10 ha sollevato perplessità in merito alla facoltà di costituire società in house da parte degli enti locali per la produzione e commercializzazione di energia elettrica. I giudici contabili avevano evidenziato dubbi in ordine alla possibilità di intervenire direttamente da parte di un Comune nell'attività di produzione e commercializzazione dell'energia, anche se prodotta da energie rinnovabili, sia in relazione al diritto interno che a quello comunitario mediante la costituzione di una società fra alcuni enti locali per la progettazione, sviluppo e realizzazione di impianti di produzione di energia rinnovabile quali impianti eolici, biomasse, fotovoltaici, pannelli solari, per la progettazione e costruzione, nonché per la commercializzazione dell'energia elettrica prodotta da tali impianti, considerata, tra l'altro, anche la finalità di abbattimento dell'inquinamento atmosferico.

I dubbi evidenziati in quelle sedi sono stati fugati giacché il comma 7 citato è stato introdotto proprio per consentire espressamente la partecipazione, anche degli enti locali, *"nelle società aventi per oggetto sociale prevalente (...) la produzione di energia da fonti rinnovabili"*.

Permangono comunque i limiti imposti dal legislatore in capo ad ogni partecipazione societaria "pubblica".

Tanto posto, l'art. 5 prevede che *"A eccezione dei casi in cui la costituzione di una società o l'acquisto di una partecipazione, anche attraverso aumento di capitale, avvenga in conformità a espresse previsioni legislative, l'atto deliberativo di costituzione di una società a partecipazione pubblica, anche nei casi di cui all'[articolo 17](#), o di acquisto di partecipazioni, anche indirette, da parte di amministrazioni pubbliche in società già costituite deve essere analiticamente motivato con riferimento alla necessità della società per il perseguimento delle finalità istituzionali di cui all'[articolo 4](#), evidenziando, altresì, le ragioni e le finalità che giustificano tale scelta, anche sul piano della convenienza economica e della sostenibilità finanziaria, nonché di gestione diretta o esternalizzata del servizio affidato. La motivazione deve anche dare conto della compatibilità della scelta con i principi di efficienza, di efficacia e di economicità dell'azione amministrativa"*.

Inoltre, in base al comma 3 dell'art. 5, *"L'amministrazione invia l'atto deliberativo di costituzione della società o di acquisizione della partecipazione diretta o indiretta*



all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, che può esercitare i poteri di cui all'[articolo 21-bis della legge 10 ottobre 1990, n. 287](#), e alla Corte dei conti, che delibera, entro il termine di sessanta giorni dal ricevimento, in ordine alla conformità dell'atto a quanto disposto dai commi 1 e 2 del presente articolo, nonché dagli articoli 4, 7 e 8, con particolare riguardo alla sostenibilità finanziaria e alla compatibilità della scelta con i principi di efficienza, di efficacia e di economicità dell'azione amministrativa".

Ne discende che qualsiasi ipotesi gestionale che coinvolga o ipotizzi la creazione di una società o l'assunzione di partecipazioni in una società da parte di una Amministrazione pubblica, e tale è senza dubbio la Provincia di Asti, dovrà essere sottoposta, oltre che sotto il profilo della compatibilità giuridica a un'attenta analisi:

- di convenienza economica;
- di sostenibilità finanziaria;
- di convenienza di gestione, rispetto ad altre ipotesi possibili e praticabili (ivi compresa l'opzione zero).

Inoltre, l'atto deliberativo dovrà essere sottoposto alla doppia istruttoria della Corte dei Conti e dell'AGCM, come previsto dal comma 3 dell'art. 5 cit.

Tali profili economico-finanziari esulano dalla presente trattazione, per le suddette criticità rispetto alle condizioni di mercato esistenti.



15.3 Caratteristiche dell'attività

Il progetto è, essenzialmente, volto a garantire la produzione di idrogeno da energia rinnovabile. Tale attività è qualificata in giurisprudenza come attività di interesse pubblico, in quanto contribuisce anch'essa non solo alla salvaguardia degli interessi ambientali ma, sia pure indirettamente, anche a quella dei valori paesaggistici (cfr., Cons. Stato, sez. VI, 23 marzo 2016, n. 1201; Cons. Stato, sez. IV, 12 aprile 2021, n. 2983).

Orbene, la salvaguardia degli interessi ambientali costituisce finalità istituzionale propria della Provincia, che condivide tale onere – nello speciale settore del trasporto pubblico locale – con il Comune per quel che attiene il trasporto urbano.

Sono state classificate come attività connesse alla produzione quelle di condivisione, accumulo e vendita della energia prodotta (cfr. Corte dei Conti, sez. reg. controllo Toscana, n. 77/2023/PASP).

L'attività, in ogni modo, assolve ad una funzione pubblica purché *“si tratt[i] di attività di produzione e fornitura di un bene (nel caso di specie, l'energia elettrica) che, in relazione al territorio di riferimento, non sarebbe svolta dal mercato senza un intervento pubblico o sarebbe espletata a condizioni differenti in termini di accessibilità fisica ed economica, continuità, non discriminazione, qualità e sicurezza, e che il Comune, nell'ambito delle competenze attribuite dalla legge (cfr. art. 3 e 13 del d.lgs. n. 267 del 2000), assume come necessaria per assicurare la soddisfazione dei bisogni della collettività di riferimento”* (Corte dei Conti, sez. contr. Lombardia, n. 201/2017).

Tali condizioni sembrano sussistenti con riferimento alla produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili anche quando strumentale alla sua trasformazione in idrogeno (verde), che risulta attualmente al di fuori del mercato, e non perseguibile senza *partnership* pubblica, ma che risulta comunque un ineliminabile elemento della strategia di abbattimento delle emissioni (sia a fini climatici sia a fini di salute pubblica).

L'attività in questione, quindi, rientra tra quelle di cui all'art. 4, comma 2, lett. a) del d.lgs. n. 175/2016.

Risulta, inoltre, verificata, in base alle coordinate di progetto, la condizione di cui alla lettera d) del medesimo art. 4, comma 2, ossia quella della *“autoproduzione di beni o servizi strumentali all'ente o agli enti pubblici partecipanti o allo svolgimento delle loro funzioni”*.

L'idrogeno verde da prodursi risulta, da progetto e pur con riserva di verificare le modalità concrete, infatti da destinare a:

- autoconsumo degli enti promotori, al fine di alimentare la mobilità collettiva;



- autoconsumo degli enti promotori, al fine di alimentare immobili pubblici;
- consumo da parte del vettore che gestirà le linee ferroviarie da riattivare sul territorio della Provincia di Asti.

Se le prime due situazioni integrano quelle della autoproduzione di bene o servizio strumentale, l'ultima parrebbe rientrare nella più ampia nozione di funzionalità allo svolgimento delle funzioni istituzionali.

Infatti, la mobilità provinciale e la tutela dell'ambiente costituiscono fini istituzionali specifici della Provincia, che potrebbe incaricare del loro perseguimento la società pubblica, specie nella peculiare situazione in cui la "idrogenizzazione" delle linee ferroviarie costituisca l'unica condizione per la loro riattivazione (con conseguente beneficio alle ragioni di mobilità, tutela ambientale e tutela della salute pubblica).

Infine, risulta verificata anche la condizione del comma 7 dell'art. 4, che ammette la partecipazione a società che abbiano quale fine prevalente (e non esclusivo, come nel caso delle società pubbliche "ordinarie") la produzione di energia da fonti rinnovabili.

15.4 Scenari progressivi

Ai fini dell'analisi giuridica possono ipotizzarsi tre scenari "concentrici" differenziati, a seconda dell'ampiezza, sotto il profilo oggettivo ed anche sotto quello soggettivo, della Hydrogen Community:

- a produzione di energia elettrica da fotovoltaico sul solo sito industriale dismesso individuato di esclusiva proprietà comunale;
- b produzione di energia elettrica da fotovoltaico sul solo sito industriale dismesso individuato, di proprietà comunale, cui si aggiungono la produzione da centraline idroelettriche e/o la produzione da biomasse in aziende agricole limitrofe;
- c produzione diffusa, tramite coinvolgimento, oltre che delle fonti suddette, anche di soggetti privati in forma privata o societaria per la produzione da fotovoltaico.

Si tratta di scenari con condizioni e peculiarità differenti, che possono essere affrontati in una logica progressiva, che comporta conseguenze e riflessi operativi sul lato "produzione di energia elettrica".

Altrettanto variegato è lo scenario dal lato "produzione di idrogeno" dato che allo stato possono (solamente) ipotizzarsi:



- a. un periodo iniziale con scarsa domanda da autoconsumo da parte degli enti promotori, e correlata necessità di trovare altri sbocchi per il “prodotto” idrogeno;
- b. un periodo intermedio, caratterizzato da crescente domanda da autoconsumo degli enti promotori;
- c. un periodo a regime, in cui la parte principale della domanda sarebbe assorbita dal trasporto ferroviario.

15.5 Condizioni iniziali (fase zero)

La peculiare situazione di partenza consiglia il coinvolgimento iniziale di tre soggetti, in ragione delle rispettive finalità istituzionali:

- Provincia di Asti, quale soggetto titolare delle funzioni di gestione dell’ambiente e della mobilità, con riferimento a: la programmazione e l’amministrazione delle reti e dei servizi provinciali di trasporto pubblico di linea, estesi ai bacini di traffico o alle aree omogenee e comprensivi della rete e dei servizi su gomma, funiviari e lacuali per i servizi di propria competenza; la programmazione operativa e l’amministrazione del servizio regionale di trasporto pubblico su gomma; l’individuazione ed il finanziamento dei servizi di trasporto pubblico urbano nei comuni con meno di 30000 abitanti; l’indirizzo e la promozione dell’integrazione dei servizi urbani con quelli provinciali; l’individuazione ed il finanziamento dei servizi di trasporto pubblico in aree a domanda debole; la concessione di autostazioni per servizi di linea; la definizione, il rilascio dell’autorizzazione all’uso in servizio di linea degli autobus destinati al servizio di noleggio con conducente, relativamente alle linee di propria competenza;
- Comune di Asti, quale soggetto competente alla gestione della mobilità urbana su gomma nonché proprietario dell’area di intervento;
- ASP spa, società a controllo pubblico da parte del Comune incaricata dell’esercizio del trasporto pubblico locale di Asti. Si segnala, però, la criticità che il servizio è stato affidato ad ASP a mezzo di gara pubblica, il cui contratto si avvia oggi a scadenza. In caso di nuovo gestore del servizio, occorrerà valutare la possibilità e le modalità di un suo coinvolgimento.

Il coinvolgimento di tutti e tre gli Enti appare necessario con riferimento:

- alle finalità istituzionali, per quel che attiene Provincia e Comune;
- alla proprietà degli immobili pubblici eventualmente da alimentare a idrogeno, per quel che attiene Provincia e Comune;
- alla disponibilità dell'area da trasformare, per quel che attiene il solo Comune;
- alle necessità di offrire un (relativamente) immediato sbocco alle esigenze di autoconsumo dell'idrogeno, per quel che attiene ASP, che è titolare della flotta di autobus deputata al trasporto pubblico cittadino.

Fermi questi soggetti, appare auspicabile anche il coinvolgimento, della Regione Piemonte anche in ragione dell'approvazione della Strategia Regionale per l'idrogeno del Piemonte avvenuta con DGR n. 12-5285 del 1° luglio 2022. La Strategia approvata annovera tale le azioni un Piano regionale della Mobilità delle Persone (PrMoP) e Piano regionale della Logistica (PrLog) che, in attuazione del Piano regionale della Mobilità e Trasporti (PRMC) approvato con DCR n. 256-2458 del 16 Gennaio 2018, possa contribuire al percorso di decarbonizzazione del sistema energetico e dei trasporti sviluppando le politiche, multisettoriali (territorio, energia, industria, trasporti) e multilivello (Regioni, Province, Comuni), di medio termine - orizzonte 2030. L'ecosistema industriale regionale consente di individuare, per i profili di interesse di questa sede, l'utilizzo nel comparto dei veicoli stradali (IVECO, FPT e PUNCH hanno avviato lo sviluppo di power train a idrogeno per il trasporto pesante) e i bus, mentre i treni a idrogeno destinati al mercato italiano sono in fase di sviluppo a Savigliano (CN) da ALSTOM.

È comunque possibile il coinvolgimento iniziale di altri Enti (ad es. altri soggetti pubblici, l'Agenzia della Mobilità; Università, Enti di ricerca; *partner* privati eventualmente interessati portatori di interessi particolari; associazioni ambientali) in un'ottica preliminare di studio e valutazione delle possibilità di progetto.

In casi analoghi, sono stati stipulati dei preliminari protocolli d'intesa volti a definire l'ambito e le ambizioni del progetto, nonché a prefigurare i ruoli che i soggetti pubblici intendono assumere nello sviluppo del progetto stesso e a incentivare la partecipazione di esperienze e capitali anche privati.

Di norma, i protocolli d'intesa rimandano a successivi atti integrativi e attuativi la puntuale definizione di compiti e adempimenti.

In alternativa, o in un momento successivo, sarebbe opportuno anche una definizione congiunta degli obiettivi e degli strumenti da parte delle sole Amministrazioni coinvolte in principalità, ossia Comune e Provincia, tramite stipula di una convenzione pubblico-

pubblico, che prefiguri anche la volontà di collaborazione tramite costituzione di una società pubblica esclusivamente deputata alle finalità di cui alle lettere a) e d) dell'art. 4 del d.lgs. n. 175/2016, da raggiungersi anche tramite coinvolgimento della società controllata ASP s.p.a. (o del soggetto ad essa subentrante). Tali finalità andranno puntualmente declinate e previste, anche tramite rimando ai Piani o alle strategie sulla mobilità provinciale e regionale eventualmente esistenti, alla strategia regionale sull'idrogeno e ai piani di tutela ambientale adottati dalla Provincia o dalla Regione.

In tale accordo potranno essere illustrate le modalità di gestione dell'area di proprietà comunale, che potrebbe, in prima analisi, essere conferita in diritto di superficie alla costituenda società pubblica, creando condizioni di finanziamento della costituzione e della fase di avvio dell'attività della società stessa.

15.6 Scenario n. 1 (minimo)

Lo scenario minimo prevede la produzione di energia elettrica da fotovoltaico (fonte rinnovabile) nel solo sito di proprietà comunale, con sua trasformazione nel costruendo impianto di elettrolisi da realizzarsi sul medesimo terreno.

Risulta possibile, per la ragioni suddette, costituire una società a controllo pubblico partecipata da:

- Comune di Asti, ente pubblico locale;
- Provincia di Asti, ente pubblico locale;
- A.S.P. S.p.a., società a controllo pubblico del Comune

L'oggetto sociale di tale società deve coincidere con la esclusiva attività di produzione di energia da fonte rinnovabile, nella duplice accezione di energia elettrica e idrogeno esclusivamente verde, previa verifica della impossibilità che i capitali privati realizzino tale investimento sul territorio di riferimento senza un intervento pubblico, o lo realizzerebbero a condizioni differenti in termini di accessibilità fisica, economica, non discriminazione, qualità e sicurezza.

La società gestirà la realizzazione degli impianti fotovoltaici e la loro connessione alla rete, nonché la realizzazione dell'elettrolizzatore e la manutenzione dei medesimi.

L'idrogeno verde prodotto, che potrà essere altresì stoccato in sito, dovrà essere devoluto e utilizzato a fini di autoproduzione di beni o servizi strumentali all'ente o agli enti pubblici partecipanti o allo svolgimento delle loro funzioni.

La società, pur non essendo tecnicamente di tipologia *in house* dato che non sarebbe partecipata integralmente da enti pubblici, è comunque riconducibile a tale nozione. Infatti, il socio avente natura di società a controllo pubblico risulta comunque soggetto al controllo del Comune di Asti, e quindi il Comune di Asti possiede una partecipazione indiretta rilevante ai sensi dell'art. 2, lett. g).

La società costituenda, perciò, risulterebbe apparentata ad una società *in house* a controllo frazionato, in cui uno dei soci è a sua volta controllato da un altro dei soci: in questa peculiare situazione l'elemento dirimente risulta essere il controllo analogo (mentre è solo tendenziale la totale partecipazione pubblica): se il Comune è in grado di esercitare un controllo analogo su ASP (questione ovviamente da approfondire), allora lo sarebbe anche sulla costituenda società.

La qualificazione della società come *in house* (parzialmente di secondo grado) comporta che la stessa sia assoggettata a limiti e benefici propri di questo "tipo societario":

- la società non incontra limiti (se non quelli legali) nella prestazione dei servizi *in house* ai propri soci;
- la società incontra il limite di cui all'art. 4, comma 7, per cui *"salvo quanto previsto dall'articolo 16, tali società operano in via prevalente con gli enti costituenti o partecipanti o affidanti"*.

Come ricordato, la prevalenza è legata ai compiti istituzionali (ivi compresa, in ipotesi, la possibilità di alimentare i treni gestiti da terzi) assegnati e rapportata al fatturato: *"Gli statuti delle società di cui al presente articolo devono prevedere che oltre l'ottanta per cento del loro fatturato sia effettuato nello svolgimento dei compiti a esse affidati dall'ente pubblico o dagli enti pubblici soci"* (art. 16, c. 3).

Parziale eccezione è prevista dal comma 3-bis: *"La produzione ulteriore rispetto al limite di fatturato di cui al comma 3, che può essere rivolta anche a finalità diverse, è consentita solo a condizione che la stessa permetta di conseguire economie di scala o altri recuperi di efficienza sul complesso dell'attività principale della società"*.

Pertanto, qualora non sussistessero finalità di autoconsumo sufficienti a impegnare l'intera produzione di idrogeno, essa potrà essere ceduta sul mercato, previa verifica che tale attività rientri specificamente tra i compiti di servizio affidati alla società *in house*,

fermo restando che il 20% della produzione può sempre essere ceduto liberamente sul mercato.

Si ritiene che la cessione sul mercato ultra 20%, per essere ammissibile, debba essere volta a incentivare un sostegno a po litiche di mobilità o contenimento delle emissioni che possano avere positivi benefici per il territorio regionale o provinciale, secondo una valutazione da operarsi anche in dipendenza del quadro di programmazione e pianificazione (anche regionale) in cui l'intervento si inserirà.

In questo contesto, l'energia elettrica in eccesso prodotta e non utilizzata nella trasformazione dell'idrogeno non potrà che essere ceduta al gestore della rete.

15.7 Scenario n. 2 (evoluto)

Un maggior livello di complessità presenta lo scenario in cui alla produzione da fotovoltaico sul sito dismesso si affianchino produzioni FER da altre fonti situate su fondi staccati da quello principale su cui è situato l'elettrolizzatore (idroelettrico; biomassa) o altre produzione da fotovoltaico, su fondi anch'essi distaccati.

In tal caso, le necessità da risolvere sono:

- la possibilità di utilizzare l'energia prodotta in sito diverso per alimentare l'elettrolizzatore;
- la possibilità di alimentare con l'energia prodotta non solo l'elettrolizzatore, ma anche di rifornire i soggetti produttori connessi aventi natura privata e forma societaria, laddove ne abbiano necessità.

Tale situazione è risolvibile, dal punto di vista della produzione di energia elettrica, tramite connessione in *"altri sistemi semplici di produzione e consumo (ASSPC)"*, ossia l'insieme dei SSPC diversi dalle cooperative storiche dotate di rete propria e diversi dai consorzi storici dotati di rete propria (art. 1 TISSPC).

Ora, con *"sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC)"*, si intende *"il sistema in cui una linea elettrica collega una o più unità di produzione gestite, in qualità di produttore, dalla medesima persona fisica o giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario, ad un'unità di consumo gestita da una persona fisica in qualità di cliente finale o ad una o più unità di consumo gestite, in qualità di cliente finale, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario. I diversi elementi che costituiscono un sistema semplice di produzione e consumo, al netto dei*



soli collegamenti elettrici, devono insistere in particelle catastali poste nella piena disponibilità di uno o più dei soggetti che fanno parte del medesimo sistema semplice di produzione e consumo. I collegamenti elettrici tra i diversi elementi del SSPC e tra il SSPC e la rete elettrica possono insistere in aree nella semplice disponibilità di uno o più dei soggetti che fanno parte del medesimo sistema semplice di produzione e consumo". È quindi possibile connettere a sistema più punti di produzione e consumo, anche su fondi diversi e non limitrofi, purché le unità di produzione e consumo siano gestite dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché appartenenti al medesimo gruppo societario.

Questi devono essere nella disponibilità c.d. forte (proprietà, usufrutto, superficie) dei fondi su cui insistono gli impianti, mentre è sufficiente la disponibilità debole (ad es.: servitù) per i terreni su cui dovranno essere realizzato i collegamenti elettrici tra i diversi elementi.

Tanto posto, sarebbe ipotizzabile la costituzione di una società consortile (essendo necessaria la forma societaria ai fini della qualificazione dell'insieme di soggetti come gruppo societario), a cui partecipino:

- la società *in house* costituenda che gestisce l'elettrolizzatore e i pannelli fotovoltaici;
- le diverse società private che gestiscono e sono titolari dei fondi su cui sono realizzati gli altri e diversi impianti di produzione e/o le relative fonti di consumo connesse

Questa società consortile si occuperebbe esclusivamente della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, e quindi non richiede, per la sua costituzione, l'oggetto sociale esclusivo di cui all'art. 4 del d.lgs. 175/2016, essendo a tal fine sufficiente un oggetto sociale prevalente. Resta fermo che tutti i partecipanti debbano impegnarsi alla cessione all'elettrolizzatore, in via principale, dell'eccedenza rispetto al loro autoconsumo.

Il che significa, infine, che l'eventuale eccedenza di produzione di energia (non consumata direttamente dai produttori né dall'elettrolizzatore) potrebbe comunque essere immessa residuamente in rete, senza pregiudizio per l'oggetto sociale.

Anche in questo caso, comunque, la costituenda società consortile soggiacerà alla disciplina del d.lgs. n. 175/2016 in termini di controllo preventivo della Corte dei Conti e dell'AGCM sulla sostenibilità economico, finanziaria, gestionale (art.5) e sulla rispondenza ai fini previsti dal comma 7 o dal comma 2 dell'art. 4.

15.8 Scenario n. 3 (diffuso)

Lo Scenario 3 prevede, a partire dallo scenario 2, la possibilità di coinvolgere nella società consortile anche produttori di energia di tipo privato titolari di micro-impianti di produzione fotovoltaica diversamente dislocati nei pressi dell'impianto principale.

I medesimi potranno far parte della Società consortile di cui allo scenario 2 solo previa costituzione di una o più CER avente a sua volta forma di società consortile: una volta realizzata la CER (entro i limiti di potenza previsti dalla normativa vigente), la Società (o le Società) consortile integralmente privata a tal fine costituita potrà entrare a far parte, con successivi ampliamenti, della compagine della Consortile di cui allo scenario 2, impegnandosi a sua volta a cedere all'elettrolizzatore l'eccedenza rispetto all'autoconsumo interno alla CER.

Dovranno essere esaminate nel dettaglio le modalità da predefinirsi per la cessione delle quote di partecipazione alla Consortile di cui allo Scenario 2, al fine di estendere la compagine anche alle CER di micro-produttori interessate.

15.9 Partenariato pubblico-privato

In parallelo, risulta sempre percorribile la strada della finanza di progetto, di cui al Codice dei contratti oggi vigente, ossia il d.lgs. n. 36/2023.

Si tratta di un istituto complesso, definito dal legislatore (art. 174, comma 1, del D.Lgs. n. 36/2023) come un'operazione economica in cui ricorrono congiuntamente le seguenti caratteristiche:

- tra un ente concedente e uno o più operatori economici privati è instaurato un rapporto contrattuale di lungo periodo per raggiungere un risultato di interesse pubblico;
- la copertura dei fabbisogni finanziari connessi alla realizzazione del progetto proviene in misura significativa da risorse reperite dalla parte privata, anche in ragione del rischio operativo assunto dalla medesima;
- alla parte privata spetta il compito di realizzare e gestire il progetto, mentre alla parte pubblica quello di definire gli obiettivi e di verificarne l'attuazione;
- il rischio operativo connesso alla realizzazione dei lavori o alla gestione dei servizi è allocato in capo al soggetto privato.

Nel caso del PPP “contrattuale”, previo eventuale coinvolgimento di un privato investitore anche in sede di protocollo d’intesa di cui alla fase zero, il privato promotore potrebbe presentare una proposta tesa a realizzare e gestire l’elettrolizzatore, con eventuali vincoli rispetto alla cessione dell’idrogeno alle amministrazioni comunale e provinciale a seconda dei bisogni e delle necessità che emergeranno negli anni.

Il comma 11 dell’art. 193 del d.lgs. n. 36/2023, rimanda all’ente concedente anche l’impulso procedimentale, ben potendo *“sollecitare i privati a farsi promotori di iniziative volte a realizzare i progetti inclusi negli strumenti di programmazione del partenariato pubblico-privato, di cui all’articolo 175, comma 1, con le modalità disciplinate nel presente Titolo”*.

Ai sensi del comma 10 dell’art. 193 del d.lgs. n. 36/2023, il coinvolgimento può estendersi anche alle Camere di commercio, industria, artigianato e agricoltura, che, nell’ambito degli scopi di utilità sociale e di promozione dello sviluppo economico dagli stessi perseguiti, *“possono aggregarsi alla presentazione di proposte di realizzazione di lavori pubblici di cui al comma 1, ferma restando la loro autonomia decisionale”*.

Invero tale scenario risulta di più difficile raccordo con l’evoluzione del trasporto ferroviario, anche se il sostegno di capitali privati potrebbe risultare determinante ai fini della effettiva possibilità di lancio industriale del progetto, che presenta evidenti incertezze e sconta una difficile sostenibilità economica e finanziaria nel breve e medio periodo.

Una ulteriore articolazione di questa soluzione consiste nella presentazione di proposta di finanza di progetto da parte di ASP S.p.a.; pur non essendo società *in house*, la ASP presenta le caratteristiche di soggetto industriale potenzialmente in grado di sviluppare il progetto, eventualmente in partnership con investitori specifici del settore, e di fruire in via diretta di parte della produzione di idrogeno da realizzarsi sul sito di proprietà comunale.

Da ultimo, potrebbe assumere rilievo, nel caso che ci occupa, il c.d. Partenariato istituzionale, recepito nel d.lgs. n. 36/2023 e che, secondo la definizione offerta dal Libro Verde della Commissione europea, implica una cooperazione tra il settore pubblico ed il settore privato mediante la creazione di un “ente di scopo” o “società mista” volti al perseguimento dell’interesse pubblico.

In tal modo, l’Amministrazione persegue l’interesse pubblico attraverso modalità alternative alla tradizionale esternalizzazione a soggetti terzi selezionati con procedura ad evidenza pubblica con la creazione di una società partecipata nel cui ambito

l'operatore privato apporta un contributo economico ma, soprattutto, un contributo di carattere operativo ed industriale.

L'art. 174, comma 4, del D.Lgs. n. 36/2023 ha nello specifico previsto che il partenariato pubblico-privato di tipo istituzionale si realizza attraverso la creazione di un ente partecipato congiuntamente dalla parte privata e da quella pubblica, comunque sempre disciplinato dal testo unico in materia di società a partecipazione pubblica, di cui al decreto legislativo 19 agosto 2016, n. 175, di cui si è fatto cenno poc'anzi, e dalle altre norme speciali di settore.

16 Possibile ruolo degli stakeholders nella Hydrogen Community

Il progetto Hydrogen Community si propone di implementare un welfare territoriale, prevenendo interventi di prossimità in una prospettiva di lungo periodo che hanno come obiettivo la creazione di un modello di comunità energetica per i territori fragili, che impieghi un mix di energie rinnovabili e utilizzi siti e aree dismesse.

Attraverso la Hydrogen Community, la conseguente riattivazione del sistema ferroviario e l'implementazione di un sistema di trasporto su gomma, il progetto ha quindi come fine ultimo la promozione del benessere degli individui e dell'ambiente ponendo fine all'isolamento spaziale del Piemonte meridionale troppo ancorato a livello di mobilità al veicolo motorizzato privato, riducendo così le emissioni inquinanti.

All'interno del contesto della Hydrogen Community si definiscono una pluralità di attori suddivisibili in partnership di progetto, nella rete territoriale e nella rete sociale.

La partnership di progetto, ovvero gli attori che ricoprono funzioni specifiche in linea con l'idea progettuale e che seguono la progettazione in tutte le sue fasi è costituita dal Comune di Asti, dalla Provincia di Asti e da Regione Piemonte.

Nella rete territoriale si inseriscono gli attori, in questo caso le aziende e le microimprese, che intendono prendere parte alla produzione dell'idrogeno da fonti rinnovabili e quindi andranno a fare parte in una prima fase del Consorzio (aziende) e in una seconda fase della Comunità Energetica (micro-imprese).

Oltre agli attori sopracitati figurano nella rete territoriale Confindustria Piemonte e l'Unione Industriale di Asti con il ruolo di aggregatori, al fine di mettere in contatto con le aziende del territorio. Nella rete territoriale rientra anche l'Hydrogen Park Veneto inteso come ente finalizzato al trasferimento di conoscenza sul tema della produzione e impiego dell'idrogeno verde.

Nella rete sociale si colloca la Comunità intesa come cittadini, associazioni e comitati del territorio.

Il presente contributo intende visualizzare il ruolo degli stakeholders del progetto sulla base delle diverse fasi di produzione dell'idrogeno ipotizzate quali:

- un periodo iniziale con scarsa domanda da autoconsumo da parte degli enti promotori, ed il correlato bisogno di individuare altri sbocchi per il "prodotto" idrogeno;
- un periodo intermedio, caratterizzato dalla crescente domanda da autoconsumo degli enti promotori;

- un periodo a regime, in cui la parte principale della domanda di idrogeno viene assorbita dal trasporto ferroviario;

Nella prima fase si identificano come stakeholders principali: il Comune di Asti, come ente promotore e proprietario dell'area territoriale individuata Area P.I.P. Quarto e come ente di controllo della Asp S.p.A., la Asp S.p.A (Asti Servizi Pubblici S.p.A società a controllo pubblico dal Comune), la Provincia di Asti come ente promotore della salvaguardia degli interessi ambientali e Regione Piemonte come ente portatore di interesse e promotore dello sviluppo del progetto.

Nei periodi successivi, di crescente domanda e dunque relativo aumento della produzione, che porterà alla produzione a regime di idrogeno al fine di alimentare il sistema di trasporto ferroviario e su gomma ed eventualmente l'alimentazione di immobili pubblici, si vedrà il coinvolgimento di nuovi attori, quali aziende della zona interessate a fornire supporto nella produzione tramite l'installazione di pannelli fotovoltaici, centraline idroelettriche e biomasse da aziende limitrofe agricole.

Queste aziende figureranno come una rete di altre fonti di energia rinnovabile situate su fondi staccati da quello principale su cui è situato l'elettrolizzatore (Area P.I.P comunale).

Per gestire la produzione, essendo necessaria la presenza di un unico gestore – inteso o da un'unica persona giuridica oppure da persone giuridiche diverse purché appartenente ad un unico raggruppamento societario – verrà creato un consorzio ad hoc, costituito dagli attori della partnership e aziende della rete territoriale.

In questo scenario figurano le aziende O-I Italia Spa sita nell'area delle Vetrerie Industriali e G.A.I.A. Spa che ha il polo trattamento rifiuti nella zona industriale limitrofa all'area di produzione dell'idrogeno di proprietà comunale.

Con tali aziende sono già stati effettuati incontri istituzionali, sopralluoghi in loco al fine di spiegare il progetto e vagliare l'effettivo loro interesse a prendere parte alla Hydrogen Community.

Solo in una fase successiva, la Hydrogen Community (e la rete territoriale) potranno aprirsi anche produttori di energia di tipo privato titolari di a micro-impianti di produzione fotovoltaica che, costituendosi in una o più CER, anch'esse aventi forma di società consortili, si impegneranno a cedere l'eccedenza rispetto all'autoconsumo interno alla CER all'elettrolizzatore.

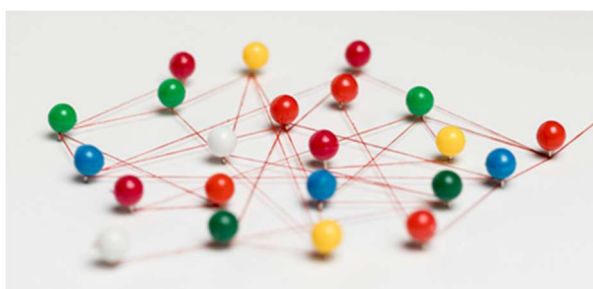


17 Modalità di coinvolgimento della Comunità e azioni di Progettazione Partecipata

Illustriamo di seguito le modalità di coinvolgimento dei principali stakeholders del progetto con azioni di progettazione partecipata.

L'approccio che suggeriamo di adottare si struttura in 4 fasi, ciascuna delle quali si propone un obiettivo, delle azioni ed un output.

17.1 FASE 1. Mappatura degli attori della rete



Obiettivo:

L'obiettivo preposto a questa fase è quello di avere chiaro il quadro dei diversi soggetti che sono e possono essere coinvolti e che quindi sono toccati direttamente o indirettamente dalla Hydrogen Community.

Viste le tre fasi di crescente produzione dell'idrogeno verde, il quadro degli attori non è di per sé statico bensì varierà nel corso della progettazione.

Azione:

Definizione di:

- Soggetti interni all'Amministrazione e agli enti promotori: il Comune di Asti, la Provincia di Asti, Asp Spa e Regione Piemonte.
- Soggetti esterni portatori di interesse: aziende esterne interessate alla produzione e cessione di energia rinnovabile da fotovoltaico, idroelettrico e biomasse da inserire nella rete della Hydrogen Community. In questa fase verrà eseguita anche una mappatura dei titolari di micro-impianti interessati alla produzione di energia fotovoltaica che potranno successivamente prendere parte alla CER.
- Pubblico generico della Comunità: cittadini, associazioni e comitati del territorio

Output:

Il fine a cui si tende è quello di arrivare ad avere una mappa territoriale degli attori ed un database dei contatti intrapresi.

Si rimarca che la mappa degli attori non è statica ma allargabile anche ad altri attori territoriali e sociali.

L'output prodotto da questa fase sarà quindi un geodatabase sul quale si riporta l'anagrafica degli stakeholders da coinvolgere e la loro posizione sulla mappa.

Questo strumento servirà, nelle fasi successive, per agire sulle azioni di coinvolgimento.

17.2 FASE 2. Gruppo Ristretto di Progettazione – Partnership



Obiettivo:

Definire gli organi di Governance del progetto attraverso la definizione chiara di ruoli, funzioni e responsabilità.

Azioni:

Il gruppo ristretto di progettazione è composto da figure che assicurano un approccio progettuale multidisciplinare.

Il gruppo di lavoro riceve un'adeguata formazione specifica sul tema, mettendo a fuoco una visione condivisa della Hydrogen Community attraverso tavoli di confronto e l'organizzazione di incontri periodici di aggiornamento.

Output:

Protocollo di Intesa sulle modalità di collaborazione dei soggetti facenti parte del gruppo ristretto.

17.3 FASE 3. Apertura a soggetti terzi (aziende del territorio)



Obiettivo:

Individuare le aziende del territorio che sono interessate a fare parte del consorzio ed i produttori di energia di tipo privato titolari di micro-impianti di produzione fotovoltaica che potranno prendere parte alla/e CER.

Azioni:

Incontro di presentazione del progetto e degli intenti incentrato sul perché si intende coinvolgere soggetti/aziende terze.

Attivazione di un processo di involvement degli attori attraverso momenti di partecipazione in cui si ascoltano le aziende riguardo alle loro visioni sui bisogni del territorio, sui propri bisogni come imprese, sulle loro impressioni/considerazioni sul progetto della Hydrogen Community e sulla visione dell'idrogeno verde come bene comune per il territorio astigiano.

A conclusione del percorso di ascolto sarà veicolato ai partecipanti un questionario che indaghi le possibili adesioni o non adesioni al potenziale consorzio.

Il questionario indagherà i seguenti aspetti: localizzazione ed ampiezza del soggetto che si potrà costituire, la tipologia di energia rinnovabile su cui è orientato ed una stima della quantità di energia prodotta, le motivazioni di interesse o non interesse a prendere parte alla Hydrogen Community.

L'ultimo step riguarda la costruzione di un percorso per la definizione di un consorzio e della Comunità Energetica.

Output:

Il risultato a cui si tende è quello di avere manifestazione di interesse da parte delle aziende che intendono entrare nel consorzio e dei produttori che intendono comporre la CER e che andranno quindi ad allargare la rete territoriali di riferimento della Hydrogen Community.



17.4 FASE 4. Progettazione partecipata indirizzata alla Comunità - Partecipazione Civica



Si deve partire dalla considerazione che, a differenza di altre tipologie di energie rinnovabili come l'eolico, l'idrogeno prodotto da rinnovabili rappresenta ad oggi materia meno conosciuta alla maggior parte della popolazione.

Un percorso di avvicinamento attraverso incontri informativi, progettazione partecipata e focus group si inserisce in un più ampio percorso teso alla comprensione dei benefici, e più in generale all'accettazione sociale della produzione di idrogeno verde sul territorio.

Obiettivo:

Informare e lavorare sull'accettazione sociale sull'idrogeno rinnovabile, facendo sì che la dimensione politica dialoghi con la dimensione sociale.

Azioni:

Condurre interviste semistrutturate a rappresentanti dell'amministrazione o degli enti promotori, comitato tecnico scientifico, aziende e cittadini sull'utilizzo dell'idrogeno con successiva elaborazione dei dati in modo da avere chiaro il quadro conoscitivo di partenza in materia di idrogeno sostenibile.

Gli intervistati saranno stati contattati direttamente, nel caso dei cittadini saranno stati chiamati tramite una call for participation (giornali e social media). I temi affrontati nell'intervista si incentreranno sui seguenti interrogativi: mai sentito parlare dell'idrogeno? dell'idrogeno verde? come valuti l'utilizzo dell'idrogeno verde nel contesto urbano?

Successivamente verrà organizzato un workshop di restituzione delle interviste e un incontro formativo e informativo che spieghi il perché del progetto della Hydrogen Community partendo dall'analisi dei bisogni del territorio.

Il percorso dal vivo sarà complementato dall'apertura di un sito dedicato (e-democracy) in cui la i cittadini che non hanno potuto prendere parte agli incontri dal vivo possano esprimere le proprie considerazioni/timori/impressioni potendo ottenere risposta dal team di esperti.

Durante questa fase, riteniamo rilevante affrontare gli argomenti che seguono:

- Rifunionalizzazione dell'area di proprietà Comunale area P.I.P. Quarto;
- Che cosa è l'idrogeno verde e perché investire in questa forma energetica;
- Bisogni del territorio in termini di mobilità e inquinamento e le risposte che dà l'Amministrazione.

Output:

Report di restituzione delle fasi della progettazione partecipata (risultati delle interviste, del workshop e del forum online).



18 Analisi SWOT dell'idea di progetto

Punti di forza

- a) progetto pilota di "small scale hydrogen community" che può fungere da best practice per realtà analoghe, ovvero per quei territori privi di grandi aree industriali dismesse ma di pregio ambientale e naturalistico;
- b) intervento in grado di realizzare un efficace ed innovativo sistema di mobilità sostenibile di area vasta;
- c) possibilità di intraprendere azioni concrete e immediate verso gli obiettivi fissati a livello sovraordinato in materia di sviluppo sostenibile e idrogeno verde da parte di un territorio escluso dai progetti delle grandi hydrogen valleys;
- d) riduzione sensibile delle emissioni cli CO2 nell'area interessata già a partire dalle fasi di produzione di energia da fonti rinnovabili, che potrà essere completata nella finalità del progetto attraverso l'utilizzo dell'idrogeno nei sistemi per la sostituzione, parziale o integrale, dei combustibili fossili. Il progetto prevede infatti la realizzazione di impianti che consentono di produrre annualmente circa 45.000.000 kWh di energia elettrica utilizzando esclusivamente fonti rinnovabili, quindi senza emissione in atmosfera di CO2 e senza consumo di risorse naturali;
- e) produzione di idrogeno verde con diversificazione dei potenziali utilizzi nell'ottica della transizione verso gli obiettivi finali (mobilità costituita da mezzi alimentati a celle a combustibile);
- f) accumulo di idrogeno come vettore energetico in sostituzione degli accumulatori e conseguente indipendenza dalle materie prime necessarie per la realizzazione delle batterie (i.e. litio); poiché l'energia prodotta da fonti rinnovabili non è programmabile, il loro accoppiamento con un impianto per la produzione e lo stoccaggio di idrogeno verde consente di accumulare l'energia elettrica prodotta in eccesso rispetto al fabbisogno (sfruttandola per produrre idrogeno) e di utilizzarla quando e dove è necessario, ritrasformando l'idrogeno in energia. Entrambi questi passaggi non comportano emissioni di gas "serra";
- g) applicazione ideale dell'economia circolare nella produzione e utilizzo dell'idrogeno verde (da H2O ad H2O);
- h) l'impianto a biomasse previsto offre la possibilità di smaltire in modo produttivo prodotti di scarto dell'attività agricola, dell'allevamento e dell'industria agro-alimentare del territorio circostante con beneficio di tutte queste attività;



- i) superamento delle problematiche associate alla gestione dei rifiuti derivanti dalle batterie;
- j) produzione e utilizzo di energie rinnovabili la cui realizzazione può essere messa in atto secondo una modularità progressiva in relazione alle matrici e agli iter autorizzativi associati (i.e. fotovoltaico);
- k) diversificazione dell'utilizzo dell'idrogeno prodotto e non utilizzato per alimentare i treni in servizio. Esso potrà essere impiegato per estendere la lunghezza della tratta servita da questi treni o per coprire altre tratte, per alimentare il trasporto pubblico su gomma, come arricchimento del gas metano e quant'altro sarà reso possibile via via che la tecnologia e il mercato dell'idrogeno si svilupperanno;
- l) flessibilità di realizzazione del progetto, sia per la parte relativa alla produzione di energia elettrica che per quella relativa alla produzione ed allo stoccaggio dell'idrogeno. Le opere da realizzare e quindi gli investimenti necessari potranno infatti essere modulati e ripartiti nel tempo in funzione dell'evoluzione del mercato e dello sviluppo della tecnologia dell'idrogeno;
- m) alla fine degli step previsti, messa in funzione di un servizio ferroviario sostenibile ed efficace senza le emissioni dei treni alimentati a gasolio e senza la necessità di elettrificazione della linea;
- n) presenza di una rete di stakeholders mappabile e inseribile all'interno di un geodatabase;
- o) eterogeneità delle soluzioni giuridiche utilizzabili;
- p) possibilità di graduare la complessità della struttura societaria in ragione degli stati di avanzamento del progetto (scenari progressivi);



Debolezze

- a) necessità di ingenti incentivi pubblici per la realizzazione del progetto;
 - b) asservimento del progetto all'obiettivo legato alla mobilità sostenibile su ferro;
 - c) tempistiche associate alla conversione e valutazione della idoneità delle tratte ferroviarie interessate per il completamento di tutti gli step;
 - d) tempistiche e costi associati alla disponibilità di treni a celle a combustibile;
 - e) logistica associata alla realizzazione dei punti di "rifornamento" di idrogeno verde;
 - f) quadro regolatorio sul tema idrogeno in via di definizione e non ancora "cristallizzato".
- a) assenza di un mercato dell'idrogeno, che, al momento, non rende possibile la prefigurazione di uno scenario "certo" a lungo termine;
 - b) basso rendimento complessivo del ciclo produttivo, che comporta la perdita di circa il 60% dell'energia iniziale nella doppia trasformazione da energia elettrica ad idrogeno e da idrogeno ad energia elettrica;
 - c) difficoltà di attivare un percorso di co-programmazione e coprogettazione che coinvolga i cittadini;
 - d) criticità della struttura societaria pubblica rispetto alla durata del progetto ed alla sua remuneratività; criticità rispetto alle limitazioni imposte dall'art. 5 d.lgs. n. 175/16 ed alla sostenibilità finanziaria del progetto;
 - e) necessità di autorizzazioni preliminari di Corte dei Conti e AGCM;
 - f) essendo il progetto di una certa complessità in quanto riguarda ambiti differenti (più fonti di energie rinnovabili, sistemi di trasporto sia su ferro che su gomma, impianti di distribuzione carburanti), così come diverse tempistiche di attuazione, non è immaginabile trovare un'unica fonte di finanziamento. Occorrerà settorializzare e diversificare le fonti di finanziamento.

Opportunità

- a) L'attuale determinazione a livello europeo e nazionale di puntare sull'idrogeno verde. Il piano REPowerEU, annunciato l'8 marzo 2022 dalla Commissione europea, ha dato un'ulteriore accelerata alla produzione e al consumo dell'idrogeno verde stabilendo l'obiettivo di 10 milioni di tonnellate di produzione europea di idrogeno rinnovabile entro il 2030 e altri 10 milioni importati da paesi extra-europei;
- b) incremento dell'attrattività territoriale da parte di potenziali nuovi residenti stimolati da un sistema di mobilità efficiente, pulito e innovativo;



-
- c) portare la Hydrogen Community Astigiana come una avanguardia nazionale;
 - d) esportabilità del modello di comunità energetica a idrogeno ai territori fragili;
 - e) integrazione della attività in progetti e programmi regionali volti a a raggiungere obiettivi europei e nazionali;
 - f) possibilità di accedere a incentivi provenienti da fonti molteplici (bandi europei, nazionali e regionali) per la sostenibilità economica del progetto di produzione di idrogeno verde;
 - g) possibilità di coinvolgimento di privati interessati in una prima fase a finanziare parte del progetto per un ritorno economico dell'investimento in attesa degli sviluppi finalizzati alla realizzazione di treni a celle a combustibile;
 - a) possibile espansione del progetto nel caso in cui la richiesta di idrogeno dovesse aumentare rispetto al fabbisogno che è stato preventivato, sia per l'estensione della tratta ferroviaria servita che per soddisfare utilizzi diversi (ad esempio il trasporto pesante su gomma);
 - b) effetto propulsore della disponibilità di idrogeno in loco, che potrebbe spingere le attività produttive presenti nella zona ad utilizzarlo nel proprio ciclo produttivo o per il riscaldamento dei propri stabilimenti;
 - c) possibilità di attivazione di un percorso formativo ed informativo per la cittadinanza, sensibilizzando la popolazione in una fase, quella attuale, in cui l'idrogeno viene percepito con connotazioni negative;
 - d) creazione di cultura e social acceptance dell'idrogeno verde da parte della rete sociale;
 - e) formazione del personale relativamente alla partnership sulla Progettazione Partecipata;
 - f) possibilità di stabilire di volta in volta quanta energia elettrica destinare alla produzione di idrogeno e quanta invece immettere in rete per venderla, ottenendo delle entrate finanziarie che potrebbero potenzialmente contribuire a sostenere i costi dell'iniziativa;
 - g) coinvolgimento pressoché paritario tra la partecipazione pubblica e quella privata laddove venga prescelta la forma del "partenariato istituzionale" previsto dall'art. 174, 4° comma, d.lgs. n. 36/23;
 - h) ampliabilità progressiva del novero dei soggetti da coinvolgere nella struttura societaria;
 - i) capacità di creazione di un sistema integrato e autosufficiente;
-



Minacce/rischi

- a) necessità di una forte, continuativa e costante determinazione politica sia per l'attivazione sia per portare a completamento il progetto;
- b) durata del progetto derivante dall'applicazione al segmento di trasporto ferroviario tale da poter pregiudicare la sostenibilità economico-finanziaria del modello prescelto inteso nella sua completa realizzazione per gli obiettivi finali;
- c) necessità di coordinare politiche e attività della molteplicità di attori istituzionali coinvolti;
- d) assenza di finanziatori privati laddove il progetto o parte di esso non possa garantire un ritorno dell'investimento che ne giustifichi l'interesse;
- e) ostacoli alla realizzazione del progetto posti da gruppi e/o associazioni che possono criticare la pericolosità dell'idrogeno e/o la realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica (in particolare idroelettrico e biomasse);
- f) mancato sviluppo della richiesta di idrogeno e/o scarso utilizzo della linea ferroviaria individuata per essere percorsa dai treni alimentati ad idrogeno, che rendano i costi eccessivi;
- g) difficoltà di riuscire a comunicare efficacemente il progetto relativamente a un tema - l'idrogeno - poco conosciuto e percepito come potenzialmente pericoloso, il che potrebbe far percepire il progetto alla Comunità come rischioso;
- h) modifiche del quadro normativo in progress non coerenti con le previsioni progettuali;



19 Conclusioni

Sintetizzando, la finalità principale del progetto in esame è quella di garantire l'esercizio di una tratta ferroviaria (inizialmente Alba – Asti, da estendere per step successivi fino a raggiungere Casale Monferrato e poi Mortara) in modo ambientalmente sostenibile, quindi senza emissioni di CO₂ in atmosfera e senza dover elettrificare l'intera linea.

Questo risultato può essere raggiunto esclusivamente con l'impiego di treni alimentati dall'energia elettrica ottenuta da idrogeno "verde" mediante celle a combustibile installate a bordo dei treni stessi. In questo caso, infatti, il sistema si basa su due cicli produttivi "opposti", nessuno dei quali comporta emissioni di CO₂ e consumo di risorse del pianeta. Il primo consiste nella produzione di H₂ mediante elettrolisi dell'acqua alimentata esclusivamente con energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, il secondo nella produzione di energia elettrica dall'idrogeno mediante le celle a combustibile installate a bordo dei treni.

Il progetto che si propone prevede pertanto la realizzazione sia degli impianti per produrre l'energia elettrica da fonti rinnovabili che di quelli per produrre e stoccare l'idrogeno ottenuto mediante elettrolisi. Questa impostazione consente di evitare sia l'emissione di CO₂ (net zero emissions) che il consumo di risorse naturali (effetti che invece si avrebbero se si utilizzasse idrogeno prodotto con altri procedimenti ed utilizzando altre fonti di energia) ed al tempo stesso permette di ottimizzare la producibilità degli impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Il principale difetto di questi ultimi infatti è quello di non essere programmabili, cioè di non permettere di gestire la produzione di energia elettrica in funzione dell'effettivo fabbisogno e del prezzo a cui viene pagata l'energia immessa che viene immessa sulla rete nazionale per essere venduta. Questo secondo aspetto sta diventando sempre più importante con l'aumentare della produzione di energia ottenuta da impianti fotovoltaici, che per forza di cose si concentra nelle ore centrali della giornata e fa crollare il valore dell'energia prodotta in quelle ore, non solo dagli impianti fotovoltaici ma da qualunque impianto.

Disponendo di un impianto per la produzione di idrogeno "verde", è possibile utilizzare l'energia elettrica generata nelle ore in cui il suo valore è più basso per produrre e stoccare idrogeno ed invece vendere quella prodotta nelle ore in cui il valore è più alto.

L'idrogeno così ottenuto viene stoccato e servirà per rifornire i serbatoi installati sui treni, che lo utilizzeranno nelle celle a combustibile per generare l'energia elettrica necessaria per farli viaggiare. In questo modo non si spreca l'energia prodotta dagli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili e si ottengono le entrate finanziarie che rendono economicamente sostenibile l'iniziativa.

Nelle fasi successive della progettazione, e poi nella gestione degli impianti, si dovranno trovare i giusti punti di equilibrio che permettano di stabilire, in funzione dei rispettivi fabbisogni, la quota di energia elettrica da destinare alla produzione di idrogeno e quella da immettere sul mercato per essere venduta.

In questa fase gli impianti per la produzione di energia sono stati pensati per essere in grado di coprire il fabbisogno di idrogeno corrispondente alla massima delle configurazioni previste per quanto riguarda il servizio di trasporto ferroviario da garantire ed ipotizzando di vendere la produzione eccedente.

Se in futuro la richiesta di idrogeno dovesse essere superiore, ad esempio perché viene utilizzato anche per il trasporto su gomma, per il riscaldamento o per altre attività industriali, si potrà destinare alla produzione di idrogeno anche questa frazione dell'energia elettrica prodotta ed eventualmente integrare il sistema con ulteriori impianti a fonti rinnovabili.

L'aspetto che è importante mettere in evidenza è che il sistema che è stato pensato abbina due cicli produttivi "virtuosi" in modo da massimizzarne gli aspetti positivi sotto tutti gli aspetti: tecnico, economico ed ambientale. Si deve infatti considerare che la realizzazione degli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili consente di produrre idrogeno "verde" e quindi di abbinare ai vantaggi derivanti dall'utilizzo dell'idrogeno (che può essere impiegato per produrre energia elettrica o come semplice combustibile ed in entrambi i casi non genera emissioni inquinanti di alcun tipo) quelli costituiti dal fatto che per produrlo si utilizza esclusivamente energia elettrica "pulita". Se si utilizzasse idrogeno "grigio" per alimentare i treni, ad esempio, si godrebbe dei vantaggi derivanti da questa applicazione ma si sconterebbero i danni prodotti all'ambiente dal ciclo produttivo dell'idrogeno utilizzato, che prevede l'impiego di gas metano.

D'altro canto, la presenza dell'impianto per la produzione e lo stoccaggio dell'idrogeno consente di ottimizzare la producibilità degli impianti che producono energia elettrica da fonti rinnovabili in quanto permette di eliminare quello che è loro principale difetto e cioè il fatto di non essere programmabili. Grazie all'elettrolizzatore ed

ai serbatoi di stoccaggio è possibile gestire in modo ottimale l'energia elettrica prodotta in eccesso rispetto al fabbisogno di idrogeno. Si può infatti sfruttare la producibilità giornaliera degli impianti in modo tale da vendere l'energia elettrica nelle ore in cui il suo prezzo è massimo e da stoccarla sotto forma di idrogeno (per poi utilizzarla dove e quando è necessario) nel resto della giornata.

Questa possibilità consente di massimizzare il ritorno economico derivante dalla sua produzione e quindi di incrementare le entrate finanziarie che permettono di sostenere i costi dell'intera operazione.

Dal punto di vista della progettazione partecipata, il percorso avviato si è posto come obiettivo ultimo quello di creare una rete attiva e connessa di stakeholders coinvolti e coinvolgibili e di attivare un percorso formativo ed informativo della rete sociale di riferimento territoriale.

Avendo analizzato i bisogni di gruppi di attori coinvolti affinché prendano parte attiva nella Hydrogen Community:

- per la governance quello di riuscire a creare un nucleo ristretto di progettazione;
- per le aziende del territorio quello di essere informate sul tema e quello di riuscire a costituire una rete coinvolgibile nel consorzio e nella CER;
- per i cittadini quello di essere il più sensibili ed informati possibile sul tema dell'utilizzo dell'idrogeno verde.

Il Protocollo di Intesa della Partnership di progetto, il database territoriale delle aziende potenzialmente attivabili all'interno della rete territoriale e l'organizzazione di momenti di incontro e coinvolgimento sia delle aziende che della cittadinanza, faranno in modo che si strutturi un network attori consapevoli e proattivi all'interno del modello di comunità energetica che andrà a crearsi.

La progettazione partecipata della Hydrogen Community dimostra come ci sia spazio per la creazione di un modello che, visto in un'ottica prospettica, potrà essere esportabile in contesti di territori oltre quello astigiano.

La costituzione di una Hydrogen community astigiana costituisce un progetto a medio-lungo termine, articolato e complesso ma che allo stesso tempo, per il suo grado di innovazione e finalità in termini di sostenibilità e attrattività, potrebbe fungere da motore di sviluppo di tutto il territorio.

La Provincia di Asti nel 2023 ha perso oltre 1600 residenti, a cui si somma il dato relativo alle abitazioni: su 137.430 abitazioni in provincia, 43.731 sono vuote, cioè una su tre. È una Provincia che sta cambiando volto: sempre più spopolata, con più case inutilizzate e che si salva dal punto di vista demografico con gli arrivi dall'estero.

Se, da un lato, "l'altalena demografica" fa parte della storia dell'umanità, la chiusura delle attività produttive degli ultimi anni ha avuto un suo peso, così come la mancanza di infrastrutture di collegamento efficienti tra i Comuni stessi o verso la città di Milano. A ciò si aggiunge la scarsa qualità dell'aria e lo stato di inquinamento atmosferico dovuto alla localizzazione geografica (la provincia di Asti appartiene all'area di pianura del bacino padano occidentale alla quale risulta omogenea quanto a dati sull'inquinamento).

In un tale quadro, l'aumento di attrattività del territorio che potrebbe apportare la realizzazione di un progetto che punta su tecnologie green e innovative per dare maggiore accessibilità alle aree marginali e allo stesso tempo avviare le attività produttive alla decarbonizzazione, potrebbe costituire una vera e propria chiave di volta per Asti e la sua Provincia.

È in quest'ottica che consegniamo lo studio elaborato, uno strumento a cui possono accedere sia gli enti pubblici sia le aziende private per portare, con la dovuta flessibilità richiesta ad un progetto "pionieristico", risultati virtuosi e tangibili al territorio, alle sue attività ed ai suoi abitanti.

