

Interreg



Co-funded by
the European Union

Alpine Space

AMETHyST

Naloga D.1.1.1

ZELENI VODIK V ALPAH

Dejavnost A.1.1: Identifikacija potreb in ciljev za uvedbo zelenega vodika s poudarkom na turistični uporabi

KONTROLNI LIST DOKUMENTOV

| Reference na projektu | |
|--------------------------------|---|
| Celoten naslov projekta | A MultipurposE and Tran sectorial Hydrogen Support for decarbonized alpine Territories |
| Kratika | AMETHyST |
| Pogodbeni sporazum št. | ASP0100032 – AMETHyST |
| Trajanje | 01.11.2022 – 30.10.2025 |
| Spletna stran projekta | https://www.alpine-space.eu/project/amethyst |
| Koordinator projekta | AURA-EE (Auvergne-Rhône-Alpes Energy Environment Agency) |

| Kratek opis |
|---|
| V tem poročilu je predstavljen pregled stanja na področju zelenih vodikovih rešitev za uporabo na območju Alpskega prostora in opredeljena vloga vodika na teh območjih, pri čemer je prikazano znanje lokalnih deležnikov o vodiku in njihove izkušnje v tem sektorju. Opredeljeni so projekti in pobude, povezani z vodikom, za razpravo o potrebah lokalnih ozemelj in glavnih vrzelih, ki ovirajo razvoj vodikovega gospodarstva v Alpah. |

| Podrobnosti o dokumentu | |
|-------------------------|--|
| Naslov dokumenta | Zeleni vodik v Alpah |
| Akcija | Dejavnost A.1.1: Identifikacija potreb in ciljev za uvedbo zelenega vodika s poudarkom na turistični uporabi |
| Naloga | D.1.1.1 |
| Datum | 31.10.2023 |
| Ime datoteke | |
| Pregledovalci | Projektni partnerji |
| Razširjanje | Javnost |

| Različica | Datum | Avtorji | Organizacije | Opis |
|-----------|-------|---|-----------------------------|------|
| 1.0 | | Eleonora Cordioli, Jacopo de Maigret | Fondazione Bruno Kessler | |
| 2.0 | | | | |

| | | | | |
|-----|--|--|--|--|
| 3.0 | | | | |
|-----|--|--|--|--|

ODGOVOREN PARTNER

Fondazione Bruno Kessler, Center for Sustainable Energy



Via Sommarive 18, 38123 Trento, Italy

Eleonora Cordioli, ecordioli@fbk.eu

Jacopo de Maigret, jdemaigret@fbk.eu

VODILNI PARTNER PROJEKTA

Auvergne-Rhône-Alpes Energy Environment Agency



Rue Gabriel Péri 18, 69100 Villeurbanne, France

Etienne Vienot, etienne.vienot@auvergnerhonealpes-ee.fr

Noemie Bichon, noemie.bichon@auvergnerhonealpes-ee.fr

1 Uvod

Učinki podnebnih sprememb in obsežna uporaba fosilnih goriv v Alpah bi morali spodbuditi vse, ki delujejo v alpskem okolju, da okrepijo ukrepe za energetske samozadostnost in učinkovitost ter uvajanje obnovljivih virov energije (OVE). V zadnjih letih je vodik postal ključni akter v svetovnih prizadevanjih za prehod k čistejšim in bolj trajnostnim energetskim rešitvam. Zaradi svojega potenciala, da deluje kot vsestranski nosilec energije brez emisij, je vodik pritegnil znatno pozornost v različnih industrijah, od prometa do proizvodnje energije in še naprej. Ima potencial za podporo energetskemu prehodu in razvoju trajnostnega turizma v alpskih regijah.

V tem kontekstu projekt AMETHyST raziskuje potencialno uporabo vodika na turističnih gorskih območjih in podpira uvedbo lokalnih alpskih zelenih vodikovih ekosistemov, ki odpirajo pot k uvedbi alpskih vodikovih dolin in alpskega postogljičnega načina življenja.

Cilj tega poročila je prepoznati, kako vodik lahko prispeva k zmanjšanju ogljičnega odtisa v Alpah, z analizo najnovejših rešitev za zeleni vodik in njihovimi potencialnimi uporabami v alpskem okolju. Dejansko uresničevanje vodika in ustvarjanje vodikovih ekosistemov lahko nastane le iz sinergij in sodelovanja med različnimi vrstami deležnikov (javni organi, ponudniki tehnologij, svetovalci, raziskovalnimi organizacijami, sektorskimi agencijami, organizacijami za podporo poslovanja). Sodelovanje omenjenih skupin je ključnega pomena za prepoznavanje potreb lokalnih območij in oblasti ter za določitev obsega trenutnih in prihodnjih pilotnih akcij na področju vodika. Poleg tega lahko izmenjava znanja in strokovnih izkušenj prispeva k širši sprejetosti in uspešni uvedbi vodikovih rešitev.

2 Stanje zelenih vodikovih rešitev

V tem uvodu se bomo posvetili trenutnemu stanju vodikovih rešitev, raziskovali bomo najsodobnejše tehnologije, aplikacije in pobude, ki spodbujajo široko uvedbo vodika ter njegovo ključno vlogo pri oblikovanju zelenih vodikovih alpskih ekosistemov, z izrecno pozornostjo na možne aplikacije v turističnem sektorju. V nadaljevanju bodo podrobno ocenjene rešitve za proizvodnjo, uporabo, shranjevanje, prevoz in distribucijo vodika.

2.1 Proizvodnja vodika

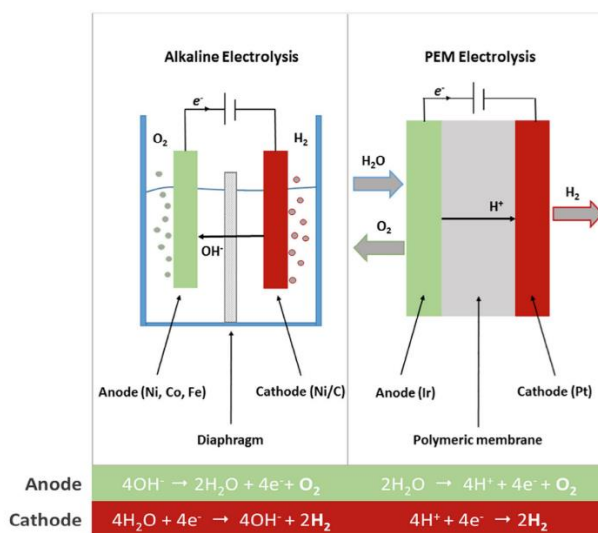
Elektroliza

Elektroliza je kemijski proces, ki se uporablja za proizvodnjo zelenega vodika iz vode in električne energije, ki jo pridobivamo iz obnovljivih virov. Elektrolizatorji razdelijo vodo (H_2O) na njene sestavine (vodik in kisik), ko nanje apliciramo električno napetost, kar omogoči prisotnost elektrolita. Vrsta elektrolita določa različne vrste elektrolizatorjev z različnimi tehno-ekonomskimi parametri. Trenutno najbolj uveljavljene vrste elektrolizatorjev so elektrolizatorji s polimerno membrano za izmenjavo protonov (PEM-WEL) in alkalni elektrolizatorji z vodo (A-WEL).

PEM-WEL elektrolizatorji uporabljajo polimerno membrano kot elektrolit, ki omogoča prenos vodikovih ionov. Okolje v PEM-WEL celici je zato kislo in zahteva uporabo dražjih materialov in katalizatorjev. Glavne prednosti PEM-WEL so višji izhodni tlak, ki ga zagotavlja polimerna membrana z večjo odpornostjo na prenos plina. To omogoča tudi hiter hladen zagon, širok operativni obseg in dobro odzivnost na spremembe pri vnosu električne energije. Nazadnje, PEM-WEL elektrolizatorji potrebujejo samo čisto vodo za proizvodnjo vodika,

kar zahteva manj zmogljive (in dražje) opreme za uravnoteženje sistema (rezervoarji, cevi, črpalke itd.), v primerjavi z AEM-WEL.

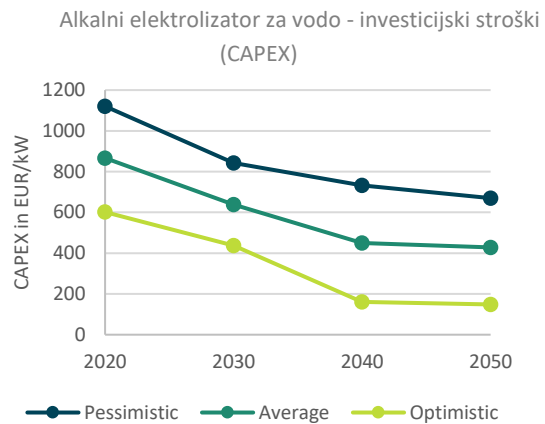
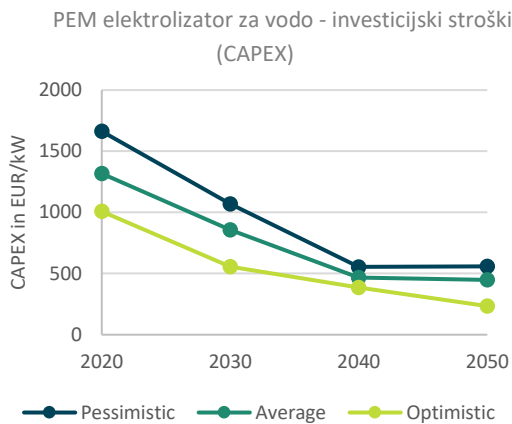
AEM-WEL elektrolizatorji uporabljajo tekoči elektrolit v obliki KOH raztopine. To omogoča uporabo manj dragih katalizatorjev in ločevalnih membran. Te membrane niso odporne na prenos plina, kar omejuje operativni obseg tehnologije in njeno sposobnost hitrega odziva na spremembe obremenitve (in omejuje najvišje izhodne tlake).



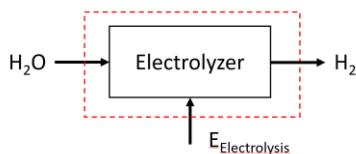
Slika 1. Poenostavljena shema osnovnega delovanja alkalnih in PEM elektrolizatorjev (Sapountzi et al., 2017).

Kar zadeva investicijske stroške, so A-WEL elektrolizatorji običajno cenejši od PEM-WEL elektrolizatorjev zaradi svoje nekoliko večje zrelosti in odsotnosti dragih elektrod in katalizatorjev. Vendar pa PEM-WEL elektrolizatorji presegajo A-WEL elektrolizatorje v določenih vrstah obratovalnih pogojev. Na primer, PEM-WEL elektrolizatorji lahko hitro prilagodijo svojo obratovalno točko glede na vnos električne energije, poleg tega pa so sposobni v celoti pokriti obratovalni obseg (0 - 100%). Iz tega razloga velja, da so PEM-WEL elektrolizatorji bolj primerni za sledenje nihanju obnovljive energije, ki jo proizvajajo vetrna ali sončna energija. Kljub temu bo razvoj A-WEL elektrolizatorjev v prihodnjih letih verjetno omogočil zmanjšanje razlike v zmogljivosti med tehnologijami (Hydrogen Europe, 2020).

Strošek na kilogram vodika, proizvedenega z elektrolizatorjem, je predvsem posledica elektrolizatorjev CAPEX in stroškov električne energije (izravnana cena električne energije, LCOE), ki se dovaja elektrolizatorju. Zato je temeljen tehnični parameter, potreben za oceno stroškov proizvodnje vodika, učinkovitost elektrolizatorja, izračunana kot razmerje med energetska vrednostjo proizvedenega vodika in vnosom električne energije (η). Učinkovitost opisuje količino električne energije, potrebne za proizvodnjo enega kilograma vodika. Če se ta vrednost primerja z energijsko vsebino enega kilograma vodika, se učinkovitost lahko izrazi kot odstotek višje ali nižje toplotne vrednosti vodika. Za razliko od gorivnih celic se električna učinkovitost elektrolizatorjev običajno izračuna glede na višjo toplotno vrednost (HHV). Razlog za to konvencijo je, da se domneva, da je celotna energetska vsebina vodikovega plina, ki ga proizvaja elektrolizator, na voljo. Pri gorivnih celicah pa se domneva, da razlika med nižjo toplotno vrednostjo (LHV) in HHV, to je latentna toplota uparjanja vode, ne prispeva k električni proizvodnji. Zato se električna učinkovitost gorivnih celic izračuna glede na LHV kot energetski vnos v sistem.



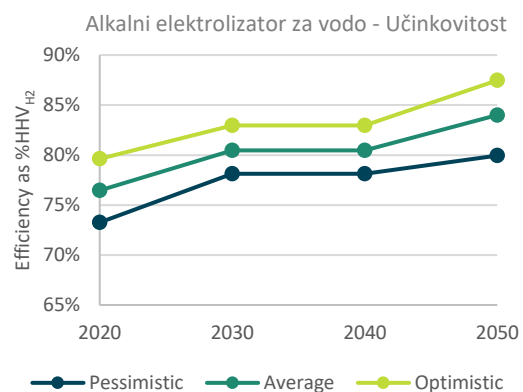
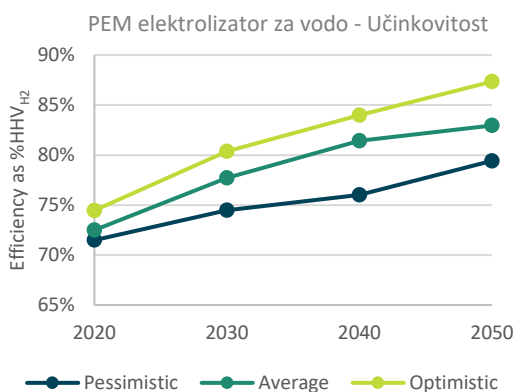
Slika 2. PEM-WEL (levo) in A-WEL (desno) CAPEX. Predstavljene vrednosti, najdene v naslednjih virih: (Brändle et al., 2021) (IEA, 2019b) (Böhm et al., 2019) (Hydrogen Europe, 2020) (Glenk & Reichelstein, 2019) (Smolinka et al., 2018) (Bertuccioli et al., 2014) (Holst et al., 2021) (Böhm et al., 2020) (Janssen et al., 2022) (Vartiainen et al., 2021) (IRENA, 2020) (Zauner et al., 2022).



$$\eta = \frac{HHV_{H_2} \left[\frac{kWh}{kg_{H_2}} \right]}{E_{Electrolysis} \left[\frac{kWh_{el}}{kg_{H_2}} \right]}$$

Slika 3. Meje elektrolizatorja (levo) za izračun učinkovitosti (desno)

Elektrolizatorji so še vedno v fazi razvoja. To pomeni, da povečanje zmogljivosti ne bo le koristilo zmanjšanju stroškov te tehnologije zaradi pridobivanja izkušenj s praktičnim delom in raziskovanjem, temveč bo tudi izboljšalo njeno učinkovitost. Glede na napovedi, ki temeljijo na literaturi, se bo električna energija, potrebna za proizvodnjo enega kilograma vodika, do leta 2050 zmanjšala za 10 – 17 % pri PEM- WEL elektrolizatorjih in 9 – 10 % pri A-WEL elektrolizatorjih. PEM-WEL bodo prešli iz porabe 55 - 52 kWh/kg_{H2} na 49 - 45 kWh/kg_{H2}, medtem ko se bo pri A-WEL zmanjšala iz 53 - 49 kWh/kg_{H2} na 49 - 45 kWh/kg_{H2}.



Slika 4. Učinkovitost PEM-WEL (levo) in A-WEL (desno). Predstavljene vrednosti povzamejo vrednosti, najdene v naslednjih referencah: (Brändle et al., 2021) (IEA, 2019b) (Hydrogen Europe, 2020) (Smolinka et al., 2018) (Bertuccioli et al., 2014) (Holst et al., 2021) (Janssen et al., 2022) (Vartiainen et al., 2021) (IRENA, 2020)

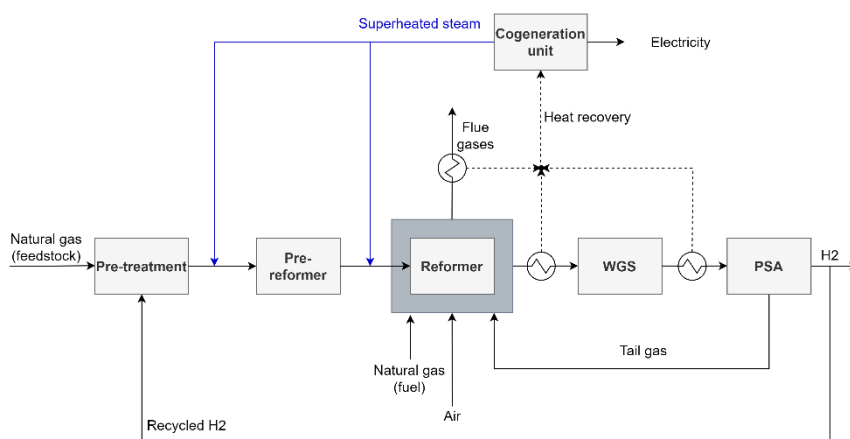
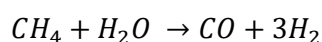
Stroški spremenljivega vzdrževanja in obratovanja (Variable operation and maintenance costs - VOM) so povezani s komponentami elektrolizatorja, imenovanimi "stack", ki imajo drugačno življenjsko dobo v

primerjavi z elektrolizatorjem kot sistemom. Večja kot je proizvodnja vodika, pogosteje je potrebna zamenjava “stack” zaradi njegove degradacije. Življenjska doba “stack” je običajno navedena v urah in njegovo trajanje je prav tako odvisno od napovedi tehnološkega razvoja za naslednja desetletja. Pričakuje se, da se bo življenjska doba PEM-WEL “stacka” izboljšala od zdajšnjih 30.000 - 90.000 ur na 100.000 - 150.000 ur do leta 2050, pri čemer se pričakuje podobno izboljšanje za A-WELs, od zdajšnjih 60.000 - 90.000 ur na 100.000 - 150.000 ur do leta 2050 (IEA, 2019b). Glede na to, da “stack” predstavlja približno 50 % celotnih kapitalskih izdatkov za elektrolizator (IRENA, 2020), je mogoče določiti potrebne stroške zamenjave “stacka” kot funkcijo obratovalnih ur sistema. Kar zadeva elektrolizatorje, povezane z obnovljivimi viri energije, je bilo ocenjeno, da se stroški VOM, povezani z zamenjavo “stacka”, zmanjšujejo od 0,158 - 0,045 EUR/kWh_{H2} do 0,024 - 0,005 EUR/kWh_{H2} do leta 2050 za PEM-WELs in od 0,063 - 0,020 EUR/kWh_{H2} do 0,019 - 0,005 EUR/kWh_{H2} do leta 2050 za A-WELs.

Reformiranje metana s paro

Proizvodnja vodika s postopkom reformacije metana z vodno paro (SMR) je široko uporabljen industrijski proces za proizvodnjo vodika iz fosilnih goriv, kot sta zemeljski plin ali metan. Trenutno večina svetovne proizvodnje vodika izvira iz reformacije fosilnih goriv (sivi vodik), kar ustvarja veliko količino CO₂, ki se sprošča v ozračje, prispevajoč k emisijam toplogrednih plinov in podnebnim spremembam. V kombinaciji s sistemi za zajemanje in shranjevanje ogljika lahko proizvodnja vodika iz fosilnih goriv (modri vodik) deluje kot veljavna alternativa vodik, proizvedenemu s postopkom elektrolize.

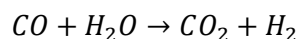
Osnovna surovina za SMR je čist metan (CH₄) ali zemeljski plin, ki pretežno vsebuje metan (CH₄); nato se v reaktor vnese para (H₂O), kjer poteka naslednja ključna reakcija:



Slika 5. Shematski diagram tipičnega procesa SMR (reformacija z vodno paro).

Proces običajno poteka pri temperaturah med 700 in 1000 °C in je visoko endotermen, kar pomeni, da zahteva znatno količino toplote, da se izvede. Ta toplota lahko izvira iz različnih virov, kot so zgorevanje zemeljskega plina ali uporabo električne energije. V notranjosti reaktorja SMR mešanica metana in pare prehaja prek katalizatorja, običajno katalizatorja na osnovi niklja, ki olajša kemično reakcijo, potrebno za proizvodnjo vodika.

Proizveden plin iz reaktorja SMR vsebuje predvsem vodik in ogljikov monoksid in tudi ogljikov dioksid in druge sledi nečistoč. Plin prehaja skozi vrsto postopkov čiščenja za izboljšanje učinkovitosti pridobivanja vodika s pomočjo reakcije s premikom vode:



in odstrani nečistoče, zlasti ogljikov monoksid, da bi dobili visokokakovosten vodik. Po čiščenju preostali plin v glavnem vsebuje vodik in nekaj preostalega metana. Različne tehnike, kot je adsorpcija s spreminjanjem tlaka (PSA) ali ločevanje z membranami, se uporabljajo za dodatno čiščenje in ločevanje vodika od morebitnih preostalih nečistoč (do 99,999 % volumna čistega vodika). Ogljikov dioksid je eden od stranskih produktov procesa SMR, ki ga običajno zajamemo in shranimo ali uporabimo, da preprečimo njegovo sproščanje v ozračje kot toplogredni plin (modri vodik).

Reformacija metana z vodno paro je uveljavljena in učinkovita metoda za proizvodnjo vodika v velikem obsegu. Kljub temu pri tem procesu nastane ogljikov dioksid kot stranski produkt. Za obravnavo te težave potekajo raziskave na področju tehnologij, kot so zajem in uporaba ogljika (CCU) ter zajem in skladiščenje ogljika (CCS), s ciljem zmanjšati okoljski vpliv proizvodnje vodika preko reformacije metana s vodno paro (SMR).

Piroliza biomase ali odpadkov/uplinjanje

Pridobivanje vodika iz biomase (peleti, lesni sekanci, kmetijski ali gozdni ostanki) ali odpadkov (komunalni odpadki) s pirolizo ali uplinjanjem vključuje vrsto termokemičnih procesov, ki pretvorijo organski material v izhodiščni material v mešanico plinov, imenovano "sin-plin". Ta mešanica plinov je sestavljena predvsem iz vodika in ogljikovega monoksida, z majhnimi koncentracijami ogljikovega dioksida ter drugih plinov.

V pirolizi se surovina segreva v odsotnosti kisika (ali ob omejeni količini kisika) pri zmernih do visokih temperaturah (običajno med 300 in 800 °C). Ta termalni razgradni proces razčleni organsko snov na tri glavne produkte: sin-plin (plinska faza); biogлина (trdni ostanek); biogorivo (tekoči produkt).

Pri plinskem procesu se surovina delno oksidira z natančno določeno količino kisika ali pare pri višjih temperaturah, običajno med 700 in 1000 °C. Ta proces proizvaja predvsem sin-plin, skupaj z manjšimi količinami biogline (trdni ostanek) in katrana (tekoči produkt). Plinski proces je bolj prilagodljiv in lahko proizvede več sin-plina z višjo vsebnostjo vodika v sin-plinu v primerjavi s pirolizo.

Sin-plin, ki nastane s pirolizo ali z uporabo plinskega procesa, vsebuje nečistoče, kot so katran, delci in žveplove spojine. Te nečistoče je treba odstraniti, da preprečimo poškodbe v nadaljnjih napravah ter izpolnimo zahteve glede čistosti pri proizvodnji vodika. Ko je sin-plin očiščen, ga je mogoče pretvoriti v vodik s pomočjo reakcije premika sin-plina z vodo (WGS), ki pretvori ogljikov monoksid v sin-plin v ogljikov dioksid in vodik. Nato se vodik očisti s pomočjo procesov nihanja tlaka adsorpcije (PSA) ali membranske separacije. Vodik, pridobljen iz koraka pretvorbe sin-plina, lahko vsebuje še sledi nečistoč, zato so lahko potrebni dodatni koraki čiščenja. Očiščen vodik se nato stisne na želeni tlak za skladiščenje ali uporabo.

Pomembno je opozoriti, da se učinkovitost in izkoristek pri pirolizi ali plinskem procesu biomase ali odpadkov lahko razlikujeta glede na dejavnike, kot so vrsta surovine, obratovalni pogoji in določen postopek. Poleg tega lahko izbira tehnologije in opreme za čiščenje sin-plina ter ločevanje vodika vpliva na celotno učinkovitost in ekonomiko proizvodnje vodika.

2.2 Uporaba vodika

Električna vozila z gorivnimi celicami

Vozila na gorivne celice (FCEV- Fuel Cell Electric Vehicle), ki uporabljajo tehnologijo gorivnih celic za napajanje električnih motorjev na vozilu, se lahko uporabljajo tako za lahka vozila (npr. osebne avtomobile) kot tudi za težka vozila (npr. tovornjake, avtobuse) in vlake. Poleg tega se pričakuje, da bo ta tehnologija igrala vlogo tudi v letalstvu.

Lahka električna vozila na gorivne celice

Kar zadeva lahka cestna vozila na gorivne celice (FCEV), bi lahko le-ta potencialno ta zagotavljala prevozne storitve, ki so primerljive z vozili na notranjo izgorevanje. Ob predpostavki obsežne vzpostavitve potrebne infrastrukture za zagotovitev zanesljivosti vodika kot energijskega mobilnostnega vektorja (predvsem postaj za polnjenje vodika in oskrbne verige za vodik), lahko vozila z gorivnimi celicami (FCEV) omogočajo dolge dosege (do 600 km) in hitro polnjenje. Vodik je neposredno shranjen na vozilu v stisnjenih rezervoarjih, ki lahko vsebujejo približno 6 kg vodika pri tlaku 700 bar (skupna masa 125 kg in prostornina 260 litrov) (Viesi et al., 2017). Stroški enot FCEV so običajno višji (za isto kategorijo vozila) kot pri vozilih z notranjim izgorevanjem fosilnih goriv, kot jih poznamo danes. Kljub temu, ob padajočem trendu cen gorivnih celic PEM in splošnem učinku zmanjšanja stroškov, ki ga omogoča obsežna uporaba, se lahko stroški do leta 2030 nekoliko približajo. Podoben padajoči trend se pričakuje tudi pri specifični porabi vodika na prevoženi razdalji.



Slika 6. Komercialno dostopna vozila na gorivne celice (FCEV). (Leva) Toyota Mirai. (Desna) Hyundai Nexo.

Težka tovorna električna vozila na gorivne celice

Težka tovorna vozila obsegajo tovornjake ali avtobuse oz. tovorna vozila z maso več kot 3,5 ton (tovornjaki) ali vozila za prevoz potnikov z več kot 8 sedeži (avtobusi).

Dolgi transportni tovornjaki se štejejo za posebej primerne za tehnologijo gorivnih celic v primerjavi z električnimi vozili na baterijski pogon, za tovornjake z bruto oceno teže (skupna teža napolnjenega tovornjaka) večjo od 16 ton in dostavne poti daljše od 300 - 400 km postane tehnologija gorivnih celic prevladujoče sredstvo za razogljičenje prevoza (H₂IT, 2019). Po podatkih ICCT (2022b) lahko en sam tovornjak sprejme do 55 kg vodika pri 700 bar, kar zagotavlja do 660 km dosega. Informacij o enotnih stroških posamezne enote je malo. Danes se enotni stroški gibljejo med 148.000 EUR na enoto (Cunanan et al., 2021) in 450.000 EUR na enoto (Kumar, 2022). Vendar pa po mnenju Mednarodnega sveta za čist promet, ICCT (2022b), bi se enotni stroški lahko zmanjšali (po enaki metodologiji, kot je prikazano za osebna vozila) na približno kEUR 205/enot. Kar zadeva specifične porabe goriva za tovornjake na gorivne celice, so ugotovili

vrednosti, ki se gibljejo med 3,76 kWh vodika na prevožen kilometer (Cunanan et al., 2021) in 2,16 kWh vodika na prevožen kilometer (IEA, 2019a). V skladu s predpostavko, da bo povečanje učinkovitosti PEM gorivnih celic vplivalo tudi na specifično porabo, se pričakuje, da se bodo vrednosti gibale v območju med 1,43 kWh vodika na kilometer in 1,74 kWh vodika na kilometer.

V Evropi so že ponekod začeli z uporabo **avtobusov na gorivne celice** v javnih flotah. Ti avtobusi omogočajo enakovredne storitve kot tradicionalna vozila z notranjim izgorevanjem in hitro polnjenje na centraliziranih polnilnih postajah, ki so običajno postavljene v posebnih depojih. Kapaciteta vodika v avtobusu je podobna gorivnim celicam v tovornjaku in znaša med 30 in 50 kg vodika. Toda tlak, pod katerim je vodik shranjen, je nižji zaradi manj strogih prostorskih omejitev, zato je mogoče rezervoarje s tlakom 350 barov postaviti na streho avtobusa (FCHJU, 2017). Enotni stroški vodikovih gorivnih celic za avtobuse so zaenkrat višji kot pri njihovih tradicionalnih avtobusih z notranjim izgorevanjem na fosilna goriva. Kot kažejo podatki v literaturi in v skladu z enakimi razlagami, ki se uporabljajo za osebna vozila in tovornjake, se pričakuje, da se bodo stroški zmanjšali. Trenutno se vrednosti gibljejo med 687.000 EUR na enoto in 572.000 EUR na enoto (Ajanovic et al., 2021). Nizka cena 350.000 EUR na enoto, poročana s strani Zhang, Zhang in Xie (2020), velja za Kitajsko in ni realna v Evropi, vendar pa je velika verjetnost, da se bodo takšne ravni stroškov dosegle do leta 2030.



Slika 7. (Levo) Tovornjak na gorivne celice podjetja Hyzon. (Desno) 13-metrski avtobus na gorivne celice podjetja Rampini.

Glede na specifično porabo avtobusov so vrednosti, ki jih najdemo v literaturi, na splošno višje od tistih za tovornjake, tudi če upoštevamo samo avtobuse dolžine 12/13 m in izključimo avtobuse dolžine 18 m. Prav tako kot pri osebnih avtomobilih in tovornjakih se bodo do leta 2030 verjetno vrednosti zmanjšale med 4 kWh_{H2}/km (FCHJU, 2017) in 2,66 kWh_{H2}/km (Zhang et al., 2020) do med 2,43 kWh_{H2}/km (H₂IT, 2019)(Viesi et al., 2017) in 2 kWh_{H2}/km (Zhang et al., 2020).

Električni avtobusi na gorivne celice predstavljajo konkurenčno alternativo dizelskim in plinskim avtobusom predvsem v gorskih predelih. Da bi zagotovili storitev, ki jo ponujajo javna prevozna podjetja v gorskih regijah, morajo vozila premagovati dolge razdalje, velike višinske razlike in potencialno nizke temperature. Avtobusi na gorivne celice veljajo za izvedljivo in zanesljivo možnost za zadovoljitev teh zahtev (Sparber et al., 2023).

H₂ ICE vozila

Vozila z notranjim zgorevalnim motorjem na vodik (ICE) so alternativa vozilom z notranjim zgorevalnim motorjem na fosilna goriva, saj so zasnovana tako, da v tradicionalnem notranjem zgorevalnem motorju zažgejo vodikov plin, da proizvedejo energijo in poganjajo vozilo. Imajo enake prednosti kot FCEV (električna vozila na gorivne celice) glede emisij, medtem ko zahtevajo nižjo čistost vodika. Poleg tega imajo H₂ ICE

prednost pred svojimi konvencionalnimi v večji skupni učinkovitosti pogonskih sistemov (Wróbel et al., 2022). Glavni stranski produkt gorenja vodika v notranjem zgorevalnem motorju je vodna para, zato emisije ogljikovega dioksida niso povezane z njihovo uporabo. Minimalni vir onesnaževanja izhaja iz zgorevanja deleža porabljenega maziva ter iz reakcije sečnine, ki se vbrizga v sistem za popravlanje izpušnih plinov. Tudi ob upoštevanju teh dejavnikov skupne emisije CO₂ ostanejo pod 1 g/kWh, kar omogoča možnost certificiranja vozila kot vozila z ničelnimi emisijami (Evropski parlament in Svet Evropske unije, 2019a)(Evropski parlament in Svet Evropske unije, 2019b). Vendar pa zaradi višjih temperatur zgorevanja v primerjavi s konvencionalnimi ICE emisijski tok vsebuje tudi višje ravni NO_x. Ta očitna pomanjkljivost se lahko reši z obdelavo izpušnih plinov, kot je recirkulacija plina, ali s selektivno katalitično redukcijo, ki uporablja amoniak za zmanjšanje dušikovih oksidov.

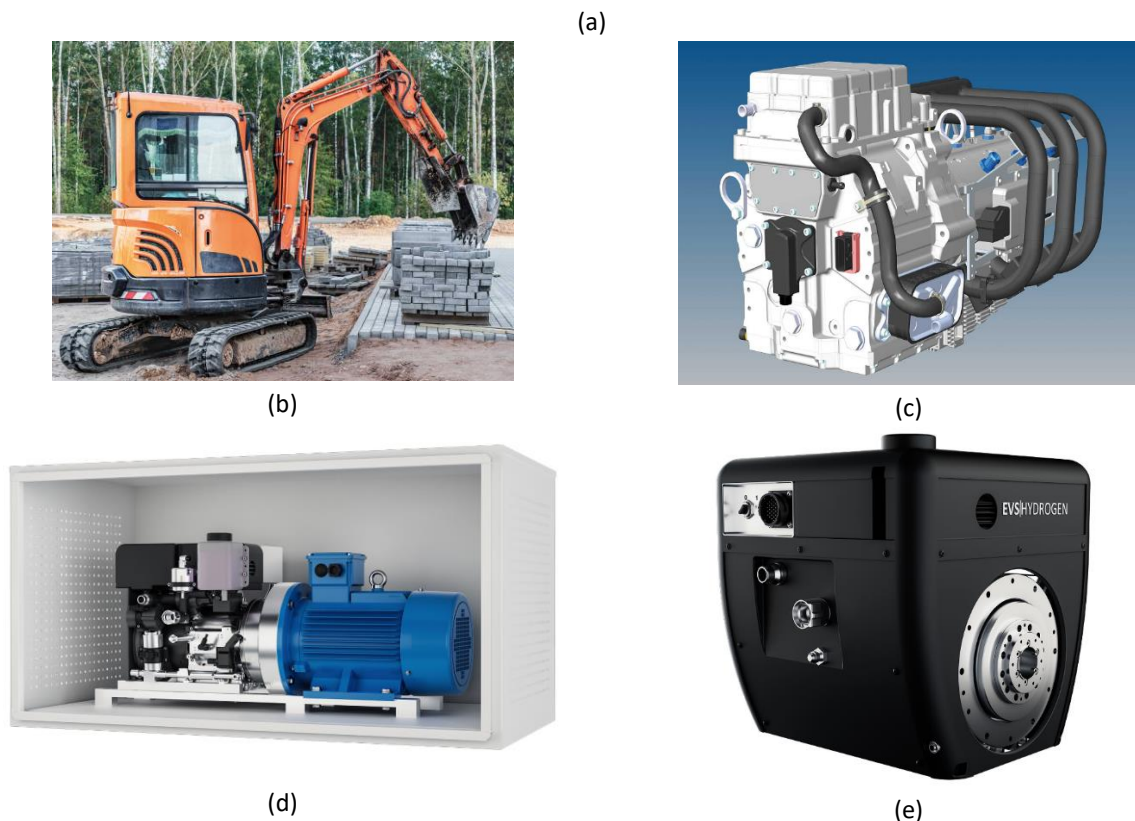
Področje uporabe vozil z notranjim izgorevanjem, ki uporabljajo vodik (H₂) kot gorivo, se večinoma prekriva s področjem uporabe običajnih vozil z notranjim izgorevanjem. Kar zadeva osebni vozila, so proizvajalci, kot so Ford, BMW, Mazda, Chevrolet in Toyota, že izdelali prototipe v količinah od 20 do 100 vozil, kar nakazuje, da se ta aplikacija nahaja v zgodnji fazi razvoja. V podobno smeri je Kawasaki naredil korake pri izdelavi prototipa motornega kolesa z notranjim izgorevanjem, ki uporablja vodik (H₂). Nekaj primerov je navedenih v dokumentu.



Slika 8. Primeri osebnih vozil z notranjim izgorevanjem na vodik (BMW in Mazda) in motornih koles (Kawasaki).

Uporaba H₂ ICE ni omejena le na cestni prevoz. Proizvajalec Prinoth je pionir pri razvoju snežnega pluga z notranjim izgorevanjem na vodik (H₂ ICE) in ga je označil za nujen prehodni korak proti stroju s gorivnimi celicami, ki je prav tako prototip podjetja Prinoth. Druge uporabe predlaga proizvajalec EVS Hydrogen. Njihova tehnologija H₂ ICE se lahko uporablja na primer namesto dizelskih notranjih izgorevalnih motorjev za gradbene stroje v območjih mest, kjer je pomembna omejitev izpustov CO₂, kot podaljševalci dosega za električna vozila na baterije (delujejo kot mobilni polnilci), za pridobivanje električne energije in toplote iz sistemov za shranjevanje vodika ali za zadovoljevanje potreb po mehanski energiji v industriji (industrijski motorji).





Slika 9. (a) Prinoth H₂ ICE snežni plug. (b) Gradbeni bager, ki jo poganja H₂ ICE. (c) Podaljševalnik dosega za električna vozila na vodik.. (d) Pogon za pridobivanje električne energije in toplote iz sistemov za shranjevanje. (e) Industrijski motor na H₂.

Nadgradnja: Iz dizelskega goriva na vodik.

Kot je bilo omenjeno v prejšnjem odstavku, izgorevanje vodika ne proizvaja CO₂. Dušikovi oksidi so edine preostale emisije pri uporabi motorja z notranjim izgorevanjem na vodik, ki jih je mogoče zmanjšati s postopki za čiščenje izpušnih plinov, kot je recirkulacija plina ali selektivna katalitična redukcija, ki uporablja amonijak.

Možnost "nadgradnje" s preходом na vodik pri vozilu, ki je bilo prvotno poganjano s dizelskim gorivom, je precej sveža. Izgorevanje vodika v motorju z notranjim izgorevanjem zahteva posebno zasnovano sistema. Pretvorba klasičnega dizelskega motorja v motor na vodik zahteva spremembo motorja, predvsem osredotočeno na nekatere komponente:

- učinkovit sistem polnjenja (turbopolnilnik in kroženje izpušnih plinov), da zagotovi visoko potrebo po zraku;
- optimizacija velikosti vbrizgalnikov in prilagoditev velikosti sesalnega kolektorja za pravilno uvajanje goriva;
- sprememba tesnil batov, da se omeji in zmanjša uhajanje vodika;
- glava motorja doživlja preureditev mest za vbrizgavanje dizelskega goriva, da omogoči namestitev centralnih svečk za vžig.

Vhodni in izhodni ventili, prehodi za vodo in olje so prevzeti od dizelskega motorja; vendar pa je celoten dizelski sistem za gorivo odstranjen in nadomeščen z vodikovim sistemom za vbrizgavanje in vžig (gorivna tirnica, vbrizgalniki, svečke, tuljave in vodovod za vodik).

Kar zadeva stroške, trenutno ni razpoložljivih ponudb ali ocen stroškov za "nadgradnjo" s tehnologijo H₂ ICE, saj gre za inovativno možnost. Vendar nekatere predhodne študije (Westport Fuel Systems, 2022) primerjajo

5-letne celotne stroške lastništva (TCO) za nadgradnjo s H₂ ICE rešitvijo, gorivno celico in novim dizelskim motorjem ter nakazujejo, da bi ta rešitev lahko bila privlačna alternativa nadgradnji z baterijami, glede na stroške med obratovanjem.

Stacionarna proizvodnja električne energije

Vodik se lahko uporablja za proizvodnjo električne energije na stacionarnih lokacijah v različnih aplikacijah: plinske turbine, stacionarne gorivne celice, izgorevalni motorji, shranjevanje energije, kogeneracija (sočasna proizvodnja toplote in električne energije).

Plinske turbine na vodik

Plinske turbine so dobro znane v proizvodnji električne energije in običajno uporabljajo zemeljski plin kot gorivo. Vendar se mešanje vodikovega plina in metana pogosto uporablja v določenih aplikacijah. Na primer, rafinerije uporabljajo plinske turbine s posebno zasnovo, ki jim omogoča, da jih napajajo plinski tokovi z visoko vsebnostjo vodika (npr. iz enot za katalitično krakiranje s 15-20 % volumnega H₂ [Mukherjee in Singh, 2021]). Na podlagi tega znanja se mnogi proizvajalci zdaj trudijo razvijati turbine, ki so zmožne delovati z visoko vsebnostjo vodika in vodikovim plinom, če ne celo izključno z vodikovim plinom (Ansaldo Energia, Baker Hughes, General Electric, Siemens). Izzivi, s katerimi se sooča raziskovalno-razvojni proces, so povezani tako s ravnanjem z vodikovim plinom kot s naravo zgorevanja vodika. Sistemi za ravnanje z plinom zahtevajo materiale, ki niso nagnjeni k razgradnji v prisotnosti vodika, in morajo biti nepropustni za uhajanje plina. Pri zgorevanju se vodik razlikuje od zemeljskega plina, saj je vodik bolj reaktiven, kar lahko povzroči pojava, znana kot samovžig (ko se zmes vneme v komori za predhodno mešanje v nasprotju z zgorevalno komoro) in povratni plamen (ko je hitrost plamena večja od hitrosti vbrizga, tako da se fronta plamena vrne nazaj v cev gorilnika). Višje temperature plamena povzročajo tudi višje emisije NO_x, zato je treba izvesti dodatne konstrukcijske ukrepe za znižanje temperature plamena ali zmanjšanje NO_x v tokovih dimnih plinov (ETN Global, 2020).



Slika 10. Plinska turbina, ki je zasnovana za uporabo vodika, podjetja Siemens.

Predstavljeni so tehnološko-ekonomski podatki za plinske turbine z odprtim tokokrogom (OCGT) in kombinirane plinske turbine (CCGT), ki so zasnovane za delovanje na 100 % vodikovem plinu. Prva vrsta je značilna po tem, da plinska turbina, ki proizvaja energijo, izpušča svoje dimne pline v ozračje in zato ne izkorišča njihove toplotne vsebnosti za nadaljnjo proizvodnjo energije. Druga vrsta uporablja generator pare za izrabo toplotne vsebnosti dimnih plinov za nadaljnjo proizvodnjo energije v sekundarni parni elektrarni. Po podatkih Öberga, Odenbergerja in Johnssona (2022) se investicijski stroški za novo 100 % H₂ OCGT gibljejo med 536 EUR /kW_{el} in 583 EUR /kW_{el}, medtem ko se za novo 100 % H₂ CCGT gibljejo med 1,072 EUR /kW_{el} in

1,165 EUR /kW_{el}. Učinkovitosti obeh vrst se giblje med 27 % in 32 % (pri upoštevanju električnega izkoristka) za OCGT in med 58 % in 62 % (pri upoštevanju električnega izkoristka in termičnega izkoriščanja) za CCGT (DNV GL, 2019). Glede na spremenljive stroške, ki niso povezani z gorivom, se ti gibljejo med 0.002 EUR /kWh_{el} in 0.015 EUR /kWh_{el} za OCGT ter med 0.001 EUR /kWh_{el} in 0.006 EUR /kWh_{el} (Grosse et al., 2017; Oh, Lee and Lee, 2021).

Stacionarne gorivne celice

Gorivne celice omogočajo pretvorbo vodikovega plina v električno energijo preko elektrokemijske reakcije (obratna reakcija elektrolize). Obstaja več vrst gorivnih celic, ki se razlikujejo po naravi materialov (elektrode, membrane), delovnih temperaturah in sprejetih plinih. Nekatere gorivne celice lahko poleg čistega vodika obdelujejo tudi druge pline, ki vsebujejo vodik, ki se pri visokih temperaturah razcepijo/reformirajo, da se izolira plinasti vodik pred elektrokemično reakcijo, ki ustvarja električne energije.

Ob upoštevanju različnih vrst gorivnih celic (alkalne gorivne celice, gorivne celice s fosforno kislino, talilne karbonatne gorivne celice, gorivne celice z membrano za izmenjavo protonov in trdne oksidne gorivne celice) so za stacionarno proizvodnjo električne energije najprimernejše gorivne celice s protonsko izmenjavo membrane (PEMFC) in trdno oksidne gorivne celice (SOFC). Gorivne celice PEM imajo koristi od zrelosti tehnologije, nizkih stroškov vzdrževanja (zaradi trdne elektrolitske membrane), visokih učinkovitosti in nizkih temperatur. Vendar relativno nizke temperature (80 – 200 °C) zahtevajo tudi boljše, zato dražje katalizatorje. Iz tega razloga se ocenjujejo tudi bolj inovativne SOFC, ki z visokimi delovnimi temperaturami (700 – 800 °C) za elektrokemijsko reakcijo zahtevajo manj zmogljive katalizatorje (Cigolotti & Genovese, 2021).

Glede na podatke, zbrane s strani Cigolottija in Genoveseja (2021) ter napovedi, predstavljene s strani Hydrogen Europe (2020), se specifični investicijski stroški gorivnih celic PEMFC zmanjšujejo od med 2.858 EUR/kW_{el} in 5.255 EUR/kW_{el} leta 2020 na med 1.000 EUR/kW_{el} in 3.000 EUR/kW_{el} do leta 2030. Nadaljnje napovedi temeljijo na predpostavki, da se pojavljanje zniževanja stroškov pri PEM elektrolizah odraža tudi na zmanjšanju stroškov pri PEMFC. S tem razlogovanjem so bili specifični investicijski stroški določeni v razponu med 722 EUR/kW_{el} in 195 EUR/kW_{el} do leta 2050. Kar zadeva električno učinkovitost sistemov PEMFC, se vrednost povečuje od med 35 % in 42 % (izračunano glede na nižjo kurilno vrednost vodika) na med 53 % in 58 %. Z upoštevanjem razloga podobnim tistim uporabljenim za specifične investicijske stroške, bi izboljšave učinkovitosti lahko omogočile vrednosti med 56 % in 65 % do leta 2050.



Slika 11. Stacionarna gorivna celica PEM podjetja Proton Motor.

Kar zadeva SOFC, so na splošno višji od tistih pri PEMFC, s vrednostmi za leto 2020 med 4.224 EUR /kW_{el} in 11.100 EUR /kW_{el} (Cigolotti in Genovese, 2021; Safari in Ali, 2020; Al-Khori, Bicer in Koç, 2021), vendar naj bi se po napovedih Hydrogen Europe (2020) do leta 2030 zmanjšali na vrednosti med 2.220 EUR /kW_{el} in 3.885 EUR /kW_{el}. Kar zadeva učinkovitost, se vrednost giblje med 35 % in 55 % (izračunana glede na nižjo kurilno vrednost metana) leta 2020 in med 55 % in 65 % do leta 2030. Pri tej tehnologiji so vrednosti podane kot odstotek nižje kurilne vrednosti metana, ker je potrebno reformiranje metana v vodik potekalo znotraj gorivne celice zaradi visokih delovnih temperatur.

Nadomestek za zemeljski plin (ZP)

Industrijska oskrba s toploto

Vodikov plin je možno uporabiti tudi kot goriva za proizvodnjo toplote v industriji. Potreba po toploti v industriji predstavlja petino globalne porabe energije in ker se večinoma oskrbuje z fosilnimi gorivi, prispeva k 12 % svetovnih izpustov CO₂ (DENA, 2019). To kaže na potencialno zamenjavo fosilnih goriv za proizvodnjo toplote v industriji z zelenim vodikom, kar bi lahko pomembno vplivalo na zmanjšanje emisij. Element Energy (2019) je izvedel študijo, ki kvantificira izzive in prizadevanja za preoblikovanje opreme za proizvodnjo industrijske toplote iz plina na zemeljski plin v opremo, ki deluje na vodik. Študija ugotavlja, da je večino industrijske opreme mogoče predelati, da bo delovala na vodik. Vendar pa se različne lastnosti izogrevanja vodika (lastnosti prenosa toplote, visoka koncentracija NO_x in vlage v dimnih plinih) v nekaterih primerih lahko vmešajo v končno kakovost izdelka, zlasti pri neposrednih grelnikih. Na primer, stekleni peči in pečice so občutljive na vsebnost vlage v dimnih plinih, pa tudi na sevanje toplote na izdelek. Po drugi strani pa so posredno ogrevani stroji, kot so vodni kotli, manj občutljivi na spremembe lastnosti izogrevanja.

Oskrba z ogrevanjem za gospodinjstva

Vodik postaja pomemben element pri prizadevanjih za razogljičenje stavbnega sektorja, ob ambicijah za doseg široke proizvodnje zelenega vodika do leta 2050. Uvajanje vodika na trgu oskrbe gospodinjstev s toploto predstavlja obetavno rešitev za zmanjšanje skupnih stroškov sistema. Kljub temu obstajajo negotovosti glede popolnega razogljičenja gradbenega sektorja s pomočjo vodika, zlasti ker se znajde v konkurenci z alternativnimi rešitvami, kot so toplotne črpalke.

Domneva se, da lahko domači plinski kotli delujejo z mešanico vodika in zemeljskega plina do 20 % vol, vendar bi vsako povečanje koncentracije vodika zahtevalo preoblikovanje gorilnika. Pričakuje se, da bodo kotli, zasnovani za delovanje s čistim vodikom, v cenovnem smislu konkurenčni kotlom za zemeljski plin, in proces prilagoditve obstoječih modelov naj bi bil preprost.

Tudi gorivne celice so se izkazale kot primerne za uporabo v gospodinjstvih zaradi svoje učinkovitosti in zmanjšanih emisij pri sočasnem ogrevanju in proizvodnji električne energije (Slika 12. (Levo) Solyderina rešitev za gorivno celico visoke temperature za kogeneracijo toplote in električne energije v gospodinjstvu. (Desno) Kotlovnica za čisti vodik podjetja Baxi). Ti sistemi so lahko zelo vsestranski, saj delujejo tako na zemeljski plin kot na čisti vodik. Vendar je vredno omeniti, da so rešitve za ogrevanje, ki uporabljajo vodik, trenutno manj učinkovite v primerjavi s toplotnimi črpalkami, saj zahtevajo 150 % več primarne energije (Knosala et al., 2022).



Slika 12. (Levo) Solyderina rešitev za stanovanjsko visokotemperaturno gorivno celico za proizvodnjo toplote in električne energije hkrati. (Desno) Baxijev grelnik vode na čisti vodik.

Proizvodnja e-goriv

Vodik se lahko uporablja za proizvodnjo sintetičnih goriv, kot so bencin, kerozin in dizelsko gorivo, ki bi jih bilo mogoče neposredno uporabiti v obstoječi prometni infrastrukturi in nadomestiti fosilna goriva v vozilih z notranjim izgorevanjem (ICE), brez potrebe po novih pogonskih sklopih.

E-goriva so sintetična goriva, proizvedena s pomočjo električne energije (običajno pridobljene iz OVE) iz kombinacije vodika in CO₂ (npr. zajetega iz ozračja) s pomočjo različnih kemičnih reakcij, kot je Fischer-Tropsch (FT) sinteza. Pod visokim tlakom in z uporabo katalizatorjev vodik veže CO₂, proizvajajo pa se tekoči energetski nosilci, to so e-goriva, ki so enostavna za shranjevanje in prevoz. S FT sintezo se lahko pridobi tako metanol kot dolgoveržni ogljikovodiki. Po rafiniranju se e-goriva lahko uporabljajo kot bencin, dizel ali kerozin in v celoti nadomestijo konvencionalna goriva z uporabo obstoječe logistike, distribucijske in polnilne infrastrukture. Kljub temu e-goriva prav tako predstavljajo izzive, vključno z visokimi zahtevami po vnosu energije za proizvodnjo, stroški in potrebo po znatnih obnovljivih energetskih virih, da bi bil postopek okolju prijazen. Proizvodnja e-goriv je področje, kjer potekajo raziskave in razvoj, z namenom, da bi postopek postal bolj učinkovit, tudi stroškovno učinkovit in okolju prijazen ter prispeval k obravnavi podnebnih sprememb in zmanjšanju odvisnosti od fosilnih goriv.

Zang, Sun, A. A. Elgowainy, *et al.* (2021) so izvedli simulacijsko študijo sistema Fischer-Tropsch in ugotovili, da so energijske potrebe za proizvodnjo e-goriv prek FT poti večinoma vezane na stiskanje in ogrevanje, potrebno za izvedbo procesa. Kar zadeva stroške proizvodnje e-kerosina in e-dizelskega goriva, je vrednost občutljiva na spremembo cene vodika kot vira goriva, bolj kot cena CO₂. Povečanje stroška vstopnega vodika od 2 EUR/kg_{H₂} na 4 EUR/kg_{H₂} (pri fiksni ceni CO₂ v višini 17,3 EUR/t_{CO₂}) povzroči dvig cene e-kerosina iz 0,38 EUR/kWh na 0,65 EUR/kWh in cene e-dizelskega goriva iz 0,62 EUR/kWh na 1,06 EUR/kWh (+71 % v obeh primerih). Po drugi strani, povečanje cene CO₂ od 17,3 EUR/t_{CO₂} na 34,6 EUR/t_{CO₂} (pri fiksni ceni vodika v višini 2 EUR/t_{H₂}) povzroči dvig cene e-kerosina iz 0,38 EUR/kWh na 0,41 EUR/kWh in cene e-dizelskega goriva iz 0,62 EUR/kWh na 0,66 EUR/kWh (+6 % v obeh primerih). Za primerjavo je koristno omeniti, da so cene letalskega goriva jet-A1 (kerosin) in dizelskega goriva za leto 2023 0,08 EUR/kWh_{Kero} in 0,17 EUR/kWh_{Diesel}.

Napovedi stroškov FT e-goriv res kažejo na potencial za zmanjšanje stroškov, tako zaradi izboljšav v ravni pripravljenosti tehnologije (TRL, Technology Readiness Level), ki trenutno znaša okoli 5 – 7 (Bazzanella et al., 2017), kot tudi zaradi pričakovanega znižanja stroškov surovin (vodik in ogljikov dioksid) med zdaj in letom 2050.

2.3 Shranjevanje vodika

Vodik se lahko shranjuje v plinasti ali tekoči obliki, odvisno od namena uporabe, transporta ter količine in varnostnih vidikov.

Shranjevanje vodika v plinasti obliki

Skladiščenje vodika v plinasti obliki vključuje shranjevanje vodika v njegovem plinastem stanju, običajno pri visokih tlakih, da se doseže potrebna gostota shranjevanja. Ta metoda se običajno uporablja za manjše aplikacije, vključno z vozili na gorivne celice in nekaterimi industrijskimi postopki.

Vodikove posode pod tlakom

Vodikov plin se lahko shranjuje v visokotlačnih posodah, zasnovanih za vzdrževanje visokih tlakov, ki so običajno med 350 in 700 bari. To je razmeroma preprosta in že dobro razvita tehnologija, ki zagotavlja relativno visoko gostoto shranjevanja. Shranjevalni tlak do 1.000 bar je mogoč, čeprav dosega takšnih tlakov prinaša visoke obratovalne stroške. Povečanje kapacitete posode povečuje tudi začetno naložbo zaradi posebnega materiala, potrebnega za njegovo proizvodnjo. Kovinski in polimerni materiali so primerni za srednje visoke tlake, medtem ko novi in inovativni kompozitni materiali omogočajo doseganje skladiščnega tlaka do 1000 barov (DNV GL, 2019). Da bi bili takšni sistemi ekonomsko privlačni (tj. da bi zagotovili konkurenčne stroške skladiščenja), se priporoča načrtovanje manjših do srednje velikih kapacitet shranjevanja (približno 500 kg vodika pri 200 barih) s cikli polnjenja/praznjenja, ki lahko trajajo ure do nekaj mesecev (ENTEC, 2022) (DNV GL, 2019). V raziskavi Element Energy (2018) je ocenjena uporaba porazdeljenih posod za stisnjen vodik kot izravnalnega elementa v omrežju za prenos vodika, ki omogoča absorpcijo in sproščanje vodika ob nizkem in velikem povpraševanju.

Opisani sta dve vrsti shranjevalnih posod. Prvič, velike navpične posode, ki delujejo pri tlaku prenosnega omrežja (50 - 80 barov) in ne potrebujejo (dodatne) kompresije. Vsaka od njih lahko sprejme do 405 kg_{H2}, ki so predvideni za namestitvev v skupinah po deset. Njihovi specifični stroški znašajo 483 EUR/kg_{H2}. Visokotlačne posode za shranjevanje (430 barov), sestavljene v baterije iz jeklenih cevi, bi zahtevale stiskanje iz ravni prenosnega tlaka. Potreba po kompresiji in bolj odporne posode bi zahtevale višje investicijske stroške v višini od 2.318 do 3.119 EUR/kg_{H2}. Glede na razpon tlaka, pri katerem delujejo različne posode, se lahko celotni namestitveni stroški gibljejo med 421 EUR in 1 940 EUR/kg_{H2} (Hystories, 2022) (JRC, 2022).

Shranjevanje plinovodnih sistemov

Shranjevanje stisnjenega vodika v cevni sistemih pomeni, da je shranjen v podzemnem, lokaliziranem in med seboj povezanem plinovodnem sistemu. Prednost shranjevanja v plinovodih v primerjavi z nadzemnim shranjevanjem je, da nima (ali ima zanemarljivo) površino, kar bi omogočilo uporabo zemlje za druge namene (npr. za kmetijstvo). Nekaj metrov pod površino so vodikovi plinovodi s premerom 1,4 m (DN 1400), ki tvorijo eno skladiščno enoto do 6.300 m³ prostornine (Welder et al., 2018). Za boljšo razporeditev gradientov tlaka in temperature se uporabljajo manjše medsebojne cevi. Vendar pa so potrebni plavajoči ležaji, da se prilagodijo morebitni toplotni dilataciji cevodovodov med fazami vbrzganja in odvzema. Celoten sistem je rahlo nagnjen, da se morebitna voda zbira in izprazni s pomočjo ventila. Takšna tehnologija se uporablja za kratkoročno shranjevanje vodika, da bi zadostila velikem povpraševanju, saj zmogljivost ni primerljiva z naravnimi podzemnimi formacijami za sezonsko skladiščenje. Investicijski stroški se večinoma nanašajo na nabavo plinovodov/kompresorja in izkop lokacije, z dodatnimi stroški za namestitvev plinovodov (varjenje) in ponovno ozemljitev lokacije. Površinske komponente vključujejo sistem za stiskanje in merjenje, medtem ko enota za obdelavo ni potrebna, ker je kakovost odvzetega vodika pripravljena za dostavo (HyUnder, 2013).

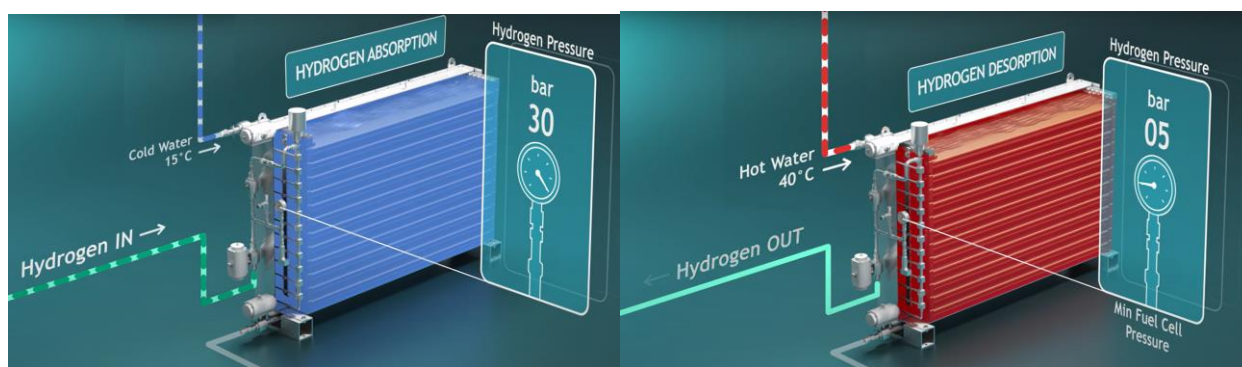
Območje obratovalnega tlaka, kot ga predlaga Welder *et al.* (2018) mora biti med 7 in 100 bari, kar potencialno omogoča kopičenje 1,5 GWh vodika, s hitrostjo vbrizgavanja 63 MW (kar zagotavlja popolno praznjenje skladišča v 24 urah). Za razliko od podzemnega shranjevanja v geoloških formacijah minimalna vrednost tlaka ni določena za zagotavljanje termične/strukturne stabilnosti shranjevanja, temveč za ohranjanje primernih pogojev delovanja kompresorja za dobavo v prenosno omrežje (HyUnder, 2013). Za razliko od podzemnih skladišč v geoloških formacijah minimalna vrednost tlaka ni nastavljena tako, da zagotavlja toplotno/strukturno stabilnost skladišča, temveč ohranja razumne pogoje delovanja kompresorja za dovajanje v prenosno omrežje (HyUnder, 2013).

Shranjevanje v liniji

Shranjevanje v liniji je praksa, ki se pogosto uporablja v omrežjih za prenos/distribucijo zemeljskega plina (Element Energy, 2018). Načelo je izkoriščanje obstoječe infrastrukture plinovodov za skladiščenje plina. Z razširitvijo območja obratovalnega tlaka plinovodov je mogoče dovajati in odvzemati (in s tem skladiščiti) večjo količino plina na določenem odseku omrežja. Ta tehnika bi se lahko prenesla na omrežja za prenos/distribucijo vodika (vodikova hrbtnica) in bi se lahko prilagodila urnim nihanjem ponudbe in povpraševanja (Guidehouse, 2021b) (ENTEC, 2022) (Wijk in Wouters, 2021) (Agora Energiewende, 2021). Shranjevanje vodika v plinovodih bi lahko razumeli kot vrsto razpršenega shranjevanja, ki bi ga spodbujali v bližini centrov povpraševanja (Element Energy, 2018). Po podatkih ENTEC (2022) bi lahko 24-palčna cev dolžine 100 km shranila do 43 ton vodika, če bi se tlak povečal s 50 na 60 barov.

Skladiščenje vodika s kovinskimi hidridi

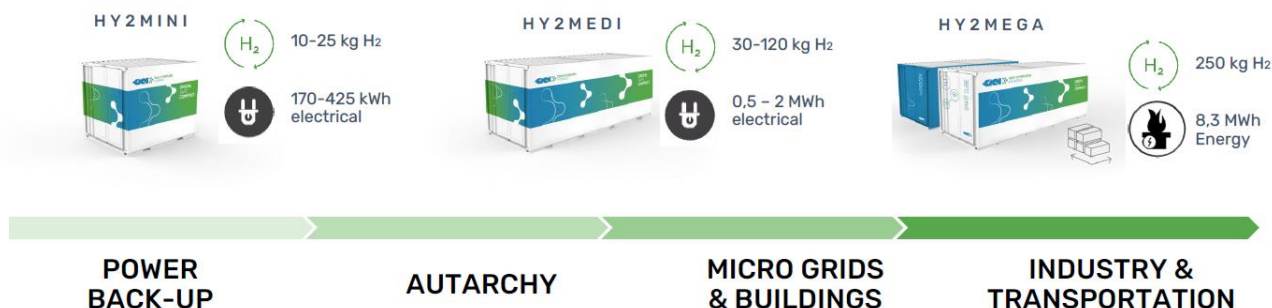
Shranjevanje vodika z absorpcijo v kovinskih hidridih je obetaven način shranjevanja vodika, primeren za različne namene. Ta tehnika zagotavlja visoko kapaciteto shranjevanja energije glede na volumen in je zelo varna, saj je vodik kemično vezan pri nižjih tlakih v primerjavi s shranjevanjem stisnjenega vodika. Kovinski hidridi (zlitine, kot so MgH_2 , $TiFe$, $TiMn_2$, $LaNi_5$, $NaAlH_4$, $LiBH_4$) so materiali, ki lahko absorbirajo vodik pri nizkih temperaturah (0 – 15 °C, odvisno od specifične zlitine) in ga sproščajo pri višjih temperaturah (40 – 100 °C, odvisno od specifične zlitine). Poleg tega se lahko različni kovinski hidridi uporabljajo za različne namene, od manjših do večjih obsegov in za kratkoročno in dolgoročno shranjevanje energije.



Slika 13. MetHydor's je raztopina za shranjevanje kovinsko-hidridnega vodika. Absorpcijska faza skozi vodovod, hladno vodo (levo) in desorpcija skozi vodo srednjega območja iz drugih virov (desno).

Glavne prednosti shranjevanja vodika v kovinskih hidridih za stacionarne aplikacije so visoka volumetrična energijska gostota in nižji delovni tlak v primerjavi s skladiščenjem vodika v plinastem stanju. Ti tlaki so tudi priročno skladni s tistimi na izhodu PEM elektrolizatorja (30 barov) in na vhodu gorivne celice (3 - 5 barov),

kar omogoča izogibanje uporabi posebnega kompresorja za shranjevanje. Poleg tega nižja raven tlaka pomeni tudi večjo varnost in zahteve po vzdrževanju, ki prispevajo k zmanjšanju celotnih stroškov. Poleg tega ima ta tehnologija dobro prilagodljivost in nizko izgubo vodika v času, zaradi česar je primerna rešitev za manjše in velike aplikacije za kratkoročno in dolgoročno skladiščenje (Slika 14) (Klopčič in sod., 2023).



Slika 14. GKN Hydrogen ponuja rešitve za shranjevanje vodika v kovinskih hidridih v različnih obsegih in za različne aplikacije..

Podzemno skladiščenje

Ocenjevanje shranjevanja vodika v velikem obsegu je posebej zanimivo, ker bi lahko omogočil shranjevanje energije ne glede na letni čas. Zato bi lahko shranjevanje vodika v velikem obsegu igralo pomembno vlogo pri zmanjševanju omejevanja obnovljive energije, ki jo proizvajata sonce in veter. Elektrolizatorji bi lahko absorbirali presežek energije, ki je posledica neusklajenosti med nizkim povpraševanjem po energiji in visoko oskrbo z energijo iz obnovljivih virov, ki bi bila sicer omejena, da bi proizvedli zeleni vodik, ki se lahko, ko je stisnjen, shrani za poznejšo uporabo, ko povpraševanje preseže ponudbo (BNEF, 2020). Sezonsko shranjevanje energije v obliki vodika za zadovoljitev regionalnih potreb zahteva zelo velike skladiščne zmogljivosti (stotine milijonov do milijard Sm³). Zato se njegova izvedba v običajni shranjevalni posodi (bodisi tlačnem rezervoarju, amoniak, LOHC ali posodi za tekoči vodik) ne more realistično predvideti. Poleg tega bi bilo potrebno zavzeti velike nadzemne površine, hkrati pa bi se srečali z zdravstvenimi, varnostnimi in okoljskimi tveganji, ki bi bilo nespremenljivo in stroški bi bili previsoki. Velike količine vodika je mogoče shranjevati v podzemnih prostorih, ki izkoriščajo ugodne pogoje pod zemljo. Obstajajo štiri glavne vrste geoloških rezervoarjev, ki omogočajo varno shranjevanje velikih količin plina: rezervoarji z ogljikovodiki, akviferi, solne jame in obložene kamnite jame (Lord et al., 2014).

Solne jame so votline v podzemnih nahajališčih soli, ki jih je ustvaril človek. Slana nahajališča so lahko v obliki solnih plasti ali solnih kupol. Slojevite soli so običajno lateralno neprekinjene in njihova notranja sestava je "predvidljiva", vendar pa je njihova debelina lahko omejujoč dejavnik za razvoj jame. Solni kupoli niso lateralno neprekinjeni in njihova notranja sestava ni "predvidljiva", vendar pa niso omejujoči za razvoj jame. Kot taka se solne jame lahko štejejo za popolne posode za dolgoročno shranjevanje plinov in tekočin. V eni sami solni jami, ki je nastala z raztopinskim rudarjenjem soli, se lahko običajno shrani sto milijonov Sm³ plina. Skladiščenje v solnih jamah je dokazana tehnologija za zemeljski plin in ima velik potencial za shranjevanje zelenega vodika (Caglayan et al., 2020).

Glavna razlika med rezervoarji z naravno poroznostjo in solnimi jamami je, da so solne jame umetno ustvarjeni votli prostori, medtem ko so porozni rezervoarji naravno prisotni v podzemlju. Druga razlika je v strukturi podzemnega skladiščnega elementa. Solne jame so v bistvu velike votline, medtem ko so rezervoarji z naravno poroznostjo kamnite formacije z dovolj visoko in povezano poroznostjo (za zagotavljanje

prepustnosti plina). Takšne tvorbe so naravno prisotne in gostijo ogljikovodike (rezervarji ogljikovodikov) in/ali vodo (vodonosnike). Tesnost rezervoarjev tekočine, ki jo vsebujejo, je dokazana že s prisotnostjo te tekočine, ki je bila v rezervoarju več let pred njihovim odkritjem. Tesnost poroznih rezervoarjev zagotavlja prisotnost tesnilnega kapnega kamna, ki preprečuje, da bi se ogljikovodiki ali voda razširili proti površju, in lateralno tesnjenje, ki omogoča zadrževanje ogljikovodikov ali vode v omejenem prostoru.

Naftna in plinska polja so bila predmet ocenjevanja že več desetletij zaradi zanimanja za izkoriščanje njihovih ogljikovodikov. Koncept skladiščenja plina v takih rezervoarjih temelji na ponovni uporabi polj ko se izčrpanje ogljikovodikov šteje za zaključeno. Skladiščenje plina v rezervoarjih osiromašene nafte je bilo preizkušeno v nekaterih primerih in je povzročilo težave pri proizvodnji in obdelavi, zato se ta možnost izključi (HyUnder, 2013). Za razliko od plinskih polj se vodonosniki lahko potencialno uporabljajo kot sistemi za skladiščenje plina brez potrebe po izčrpanju rezervoarja. Vendar pa je treba oceniti in zagotoviti, da je naravna porozna formacija, ki je sprva gostila vodo, primerna za skladiščenje plina. V obeh primerih je izredno pomembno oceniti in preveriti, ali skladiščenje visokotlačnega plina ne vpliva na geologijo/litologijo, ki obdaja rezervoar, kar bi lahko ogrozilo njegovo tesnost glede na plin.

Večina poroznih rezervoarjev, ki se danes uporabljajo za skladiščenje plina, se nahaja na globini od 500 do 2.500 m (nekateri rezervoarji tudi na globini do 3.500 m, zlasti v regiji Severnega morja), imajo relativno visoko poroznost od 10 do 30 % in široko prepustnost od 20 do 2.000 mD (¹ Cavanagh et al., 2022). Ti elementi so preverjeni z geološko karakterizacijo lokacije, kar je dobro znana dejavnost iz desetletij raziskovanja v naftni in plinski industriji. Izčrpana naravna plinska polja so bila uspešno pretvorjena v skladišča naravnega plina in so najbolj izstopajoča tipologija skladiščenja v velikem obsegu. Glavni razlog za to je prednost, ki jo predstavlja predhodno poznavanje rezervoarja in ponovna uporaba obstoječe infrastrukture (proizvodne vrtine, nekatere površinske komponente) (Hanson et al., 2022). Vendar pa bo za pretvorbo proizvodnega obrata v skladišče plina morda treba izvrtati dodatne proizvodne (in nadzorne) vrtine. Število potrebnih skladiščnih vrtin običajno zavisi od nameranih funkcij skladiščne naprave, tj. kratkoročnih skladiščnih ciklov (skladiščenje za nekaj dni do tednov) z običajno višjimi stopnjami injiciranja in odvzema, ki zahtevajo več vrtin, v primerjavi z dolgoročnimi skladiščnimi cikli (intra- do medsezonsko in/ali strateško skladiščenje), ki zahtevajo nižje stopnje injiciranja in odvzema (shranjevanje od dni do tednov), pri čemer običajno višje stopnje vbrizgavanja in odtegnitve zahtevajo več jamic v primerjavi z dolgoročnimi cikli shranjevanja (intra-medsezonsko in/ali strateško skladiščenje), ki zahteva nižje stopnje vbrizga in odvzema.

Skladiščenje tekočega vodika

Za večje aplikacije se vodik lahko shrani kot kriogena tekočina pri izjemno nizkih temperaturah (okoli - 253 °C ali - 423 °F). Za ta namen so potrebni specializirani rezervoarji za shranjevanje (DNV GL, 2019), 9), ki pa so tudi dobro znana tehnologija, saj se uporabljajo v vesoljski industriji že več desetletij. NASA že ima v lasti obsežna sferična skladišča utekočinjenega vodika z zmogljivostjo 3.200 m³ in 4.700 m³ (227 oziroma 334 ton vodika), Kawasaki Heavy Industries pa načrtuje rezervar velikosti 10.000 m³ (IRENA, 2022). Prednost shranjevanja tekočega vodika (pri tlaku okolice) je visoka volumetrična energijska gostota, ki je štirikrat večja od plinastega vodika pri 200 barih (ENTEC, 2022). Glavno vprašanje shranjevanja vodika v njegovi utekočinjeni obliki so neizogibne izgube zaradi izhlapevanja. Uparjeni vodik je treba odstraniti, saj konstantna prostornina posode vodi do potencialno nevarnih nadtlakov (najvišji dovoljeni tlak 1.2MPa) (JRC, 2022). Te izgube nastanejo kljub visoki izolaciji rezervoarjev in znašajo med 0,05 % in 2,5 % na dan. Izparjen vodik bi se lahko potencialno ponovno utekočinil in črpal nazaj v skladišče, vendar to predstavlja visoko porabo energije

¹ mD merska enota predstavlja milidarcijo, kjer 1 Darcy ≈ 10-12 m².

(IRENA, 2022). Da bi zmanjšali izgube pri izparevanju, so zasnovane visoko izolirane posode. Večina takšnih rezervoarjev je dvojno obloženih, kar omogoča vakuumsko črpanje z dodatnim izolacijskim materialom (IRENA, 2022) (JRC, 2022). Druga tehnika pri omejevanju izgub pri izparevanju je v sferični obliki, ki jo imajo rezervarji s tekočim vodikom. Zahvaljujoč geometrijskim lastnostim sfere je razmerje med izpostavljeno površino in volumnom minimalno, skupaj z celotno absorpcijo toplote. Vendar pa ta oblika predstavlja proizvodne izzive in ima zato višje stroške (IRENA, 2022). Cenejšo, a nekoliko manj učinkovito alternativo predstavljajo cilindrične posode. Stroški rezervarja za utekočinjeni vodik so določeni z materialom, ki je potreben, in tehnikami izdelave ter se gibljejo med 2,7 EUR/kWh_{H₂} in 5,2 EUR/kWh_{H₂} (DNV GL, 2019; ENTEC, 2022; Vodnik, 2021a; JRC, 2022).



Slika 15. Obsežni sferični rezervoarji za shranjevanje tekočega vodika, ki jih uporablja NASA.²

Tekoči organski nosilci vodika

Tekoči organski nosilci vodika (LOHC) so organske kemične spojine, ki se lahko napolnijo z vodikom v določenih pogojih visokih tlakov. Vodik je mogoče pridobiti iz LOHC pri visokih temperaturah in nizkih tlakih po prevozu ali skladiščenju. Obstajajo različne organske kemične spojine, primerne za uporabo kot nosilci vodika, ki imajo koristi od dobro uveljavljene industrije, razvite v zadnjih desetletjih. LOHC predstavljajo običajno obnašanje naftnih derivatov, na primer biti v tekoči obliki v atmosferskih pogojih in drugih lastnostih, kot je vnetljivost (IRENA, 2022). Zato je mogoče LOHC shranjevati v konvencionalnih rezervoarjih za tekoča goriva (Niermann et al., 2019) (Raab et al., 2021), ki dodatno koristijo od malo do nobenih geografskih omejitev glede njihove postavitve in zmogljivosti shranjevanja srednje velikosti (ENTEC, 2022).

LOHC ostanejo hidrogenirani dolgo časa brez velikih stroškov, edine izgube, ki so jim priča, pa so posledica nekaterih stranskih reakcij, ki povzročijo 3 % izgube na leto (in popolne odsotnosti izgub zaradi izhlapevanja) (IRENA, 2022). Stroški, povezani z rezervoarji LOHC, so ocenjeni na približno 7 evrov na kilogram vodika (0,21 evra na kilovatno uro vodika). Kljub relativno nizkemu deležu vodika v LOHCs (približno 4-7 % po masi) se ti stroški ugodno primerjajo z rezervoarji za shranjevanje drugih derivatov vodika, kot je metanol, ki vsebuje približno 12,5 % vodika po masi. (IRENA, 2022).

² <https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-10/new-lh2-sphere.pdf>

1. Prevoz in distribucija vodika

Stisnjen vodik se lahko prevaža s cevnimi prikolicami, ki so posebej zasnovani tovornjaki ali prikolice, opremljeni z visokotlačnimi jeklenkami, ali z vodikovimi cevovodi, po katerih se vodik prevaža od proizvodnih obratov do distribucijskih točk in končnih uporabnikov. Tekoči vodik se lahko prevaža v kriogenih cisternah, ki so dobro izolirane, da vzdržujejo izjemno nizke temperature.

Za distribucijo se lahko uporabljajo vodikove polnilne postaje za vozila na gorivne celice in druge naprave na vodikov pogon, v industrijskih in komercialnih okoljih pa se lahko vodik distribuira prek cevovodov, jeklenk ali specializiranih zabojnikov, odvisno od posebnih zahtev uporabe. V posebnih primerih in pogojih se lahko vodik v nadzorovanih koncentracijah vbrizga tudi v omrežje zemeljskega plina, da se meša z zemeljskim plinom ali služi kot obnovljivi vir plina.

Prikolice za cevi

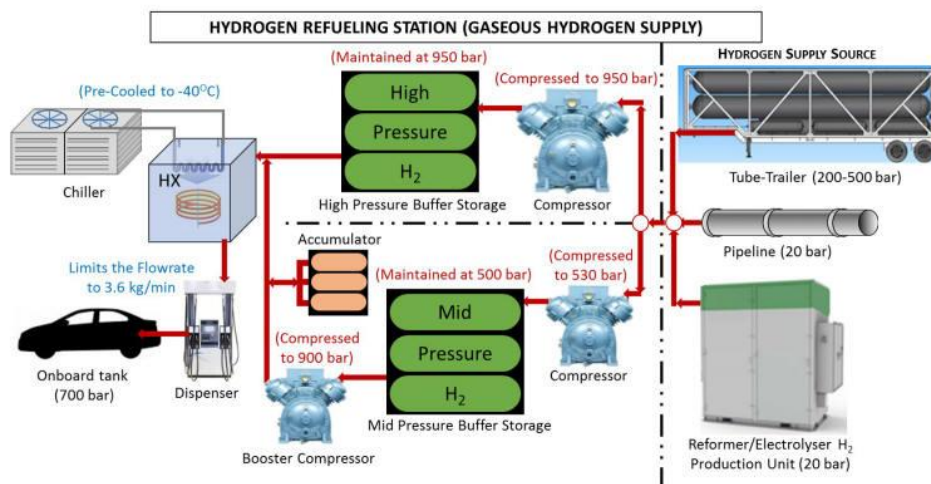
Plinast (stisnjen) vodik se prevaža po cestah s tehnologijo cevnih prikolic. To so posebne prikolice, opremljene za shranjevanje velikih cistern pod tlakom, ki jih tovornjaki prevažajo. Količina vodika, prevoženega v eni sami vožnji, se razlikuje glede na vrsto cisterne in način pakiranja na prikolici. V ceveh se lahko prevaža do 250 kg vodika pri tlaku 200 barov ali do 1000 kg pri tlaku 500 barov (Reddi et al., 2018).

Vodikove polnilne postaje

Vodikova polnilna postaja je postaja za polnjenje vozil na gorivne celice, podobno kot za bencinska ali dizelska vozila. Vendar pa so njene operacije v ozadju povsem drugačne in jih podpira več ključnih komponent, ki so bistvene za varno in učinkovito delovanje polnilne postaje. Polnilnice za vodik običajno vključujejo rezervoarje za shranjevanje vodika, kompresorje za stiskanje vodikovega plina, sistem za predhodno hlajenje in razdelilnik vodika. Ta dovaja vodik pod tlakom 350 barov, 700 barov ali pod dvojnimi tlakom, odvisno od vrste vozila, ki se polni. Tipično vozilo na vodik se napolni približno v treh minutah, avtobus pa v sedmih minutah.

Ključne komponente vodikove polnilne postaje so naslednje:

1. sistem za shranjevanje vodika, ki omogoča shranjevanje vodika za zadovoljevanje dnevnega povpraševanj;
2. visokotlačni varovalni sistem za dovajanje vodikovega plina v rezervoar vozila;
3. kompresor je naprava, ki se uporablja za stiskanje vodikovega plina, ki poveča tlak vodikovega plina, da se omogoči njegovo shranjevanje ali transport;
4. hladilni sistem za predhodno hlajenje vodikovega plina, ki se dovaja v rezervoar vozila;
5. razpršilnik, ki upravlja pretok vodika v rezervoar vozila;
6. nadzor in varnostna oprema.



Slika 16. Konfiguracija oskrbe z vodikovim plinom.

Zagotavljanje minimalne gostote vodikovih polnilnih postaj je temeljni predpogoj za pritegnitev zanimanja potrošnikov in zagotovitev širokega trga za vozila FCEV.

Konstruktivne značilnosti polnilne postaje za vodik so odvisne od dnevnega povpraševanja po vodiku, načina shranjevanja vodika v vozilih (na primer tlak 350 barov ali 700 barov) in načina dostave ali proizvodnje vodika na postaji. Poleg tega je določitev optimalne velikosti postaje ključnega pomena. Za osebna vozila bodo v začetnih fazah morda zadostovale zelo majhne postaje z zmogljivostjo 50-100 kg vodika na dan, na zrelem trgu pa bodo potrebne postaje z zmogljivostjo vsaj 500 kg na dan.

Načrtovanje in gradnja postaje vključuje znatna finančna tveganja, povezana predvsem s hitrostjo prodora FCEV na trg in posledičnim povpraševanjem po vodiku. Naložbeno tveganje, povezano z razvojem polnilnih postaj, je predvsem posledica visokih kapitalskih naložb in obratovalnih stroškov ter nezadostne uporabe naprav v začetni fazi razvoja trga FCEV, kar lahko v prvih 10 do 15 letih privede do negativnega denarnega toka, ki bi ga lahko podprli z javnim financiranjem.

Z združevanjem vodikovih postaj okoli glavnih središč povpraševanja in ključnih povezovalnih koridorjev v fazi uvajanja vozil FCEV lahko zagotovite čim večjo stopnjo uporabe.

Do leta 2023 je po vsem svetu 756 operativnih postaj. Večina jih je v Aziji, 250 na Kitajskem, 161 na Japonskem in 141 v Južni Koreji. V Evropi je Nemčija vodilna na lestvici s 93 postajami, počasi ji sledi Francija (21), Švica (13) in Nizozemska (11). Avstrija ima 5 in Italija ima 1 postajo (Hydrogen Tools, 2023).

Glavni sestavni deli polnilne postaje za vodik so kompresor, skladišče vodika, oprema za predhlajenje / hlajenje in razpršilniki. Predpostavke o stroških izhajajo iz različnih evropskih študij H₂Mobility, UK TINA (Low Carbon Innovation Coordination Group, 2014) in ponudb, prejetih neposredno od dobaviteljev. Sedanji in predvideni stroški naložb do leta 2050 so prikazani v Tabeli 1 in zajemajo stroške investicij v infrastrukturo, kot so kompresorji, skladiščenje vodika, oprema za predhodno hlajenje/ohlajanje, in razpršilniki. Poleg tega vključujejo stroške gradbenih del za pripravo območja postaje ter stroške projektiranja. Pričakuje se, da se bodo investicijski stroški referenčnih vodikovih postaj do leta 2030 zmanjšali za približno 50 %, kar odraža optimizacijo zasnove, povečanje obsega trga in števila industrijskih operaterjev.

| HRS Type | 2015 | 2020 | 2030 – 2050 |
|--------------|-------------|-------------|-------------|
| 50 kg/dan | 1,250,000 € | 850,000 € | 550,000 € |
| 100 kg/dan | 1,350,000 € | 900,000 € | 600,000 € |
| 200 kg/ dan | 1,500,000 € | 1,000,000 € | 700,000 € |
| 500 kg/ dan | 2,000,000 € | 1,300,000 € | 1,000,000 € |
| 1000 kg/ dan | 3,000,000 € | 2,000,000 € | 1,500,000 € |

Tabela 1: Postaja za dovod vodika (HRS) CAPEX napoveduje funkcijo dnevne zmogljivosti za dobavo vodika.

Operativni stroški so navedeni v Tabeli 2. Tako kot pri investicijskih stroških se bodo tudi operativni stroški znatno zmanjšali, zahvaljujoč učinkovitejši dobavni verigi, uporabi lokalne delovne sile za vzdrževanje in podaljšanju življenjske dobe komponent. Pri načrtovanju postaj za dovod vodika je zaželena uskladitev evropskih standardov. Brez ogrožanja varnosti se lahko stroški zmanjšajo, celo bistveno, če se regulativne zahteve zmanjšajo.

| HRS Type | 2015 | 2020 | 2030 – 2050 |
|--------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| 50 kg/dan | 1.2 €/kg _{H2} | 0.9 €/kg _{H2} | 0.7 €/kg _{H2} |
| 100 kg/ dan | 1.1 €/kg _{H2} | 0.8 €/kg _{H2} | 0.6 €/kg _{H2} |
| 200 kg/ dan | 1 €/kg _{H2} | 0.7 €/kg _{H2} | 0.5 €/kg _{H2} |
| 500 kg/ dan | 0.9 €/kg _{H2} | 0.6 €/kg _{H2} | 0.4 €/kg _{H2} |
| 1000 kg/ dan | 0.8 €/kg _{H2} | 0.5 €/kg _{H2} | 0.3 €/kg _{H2} |

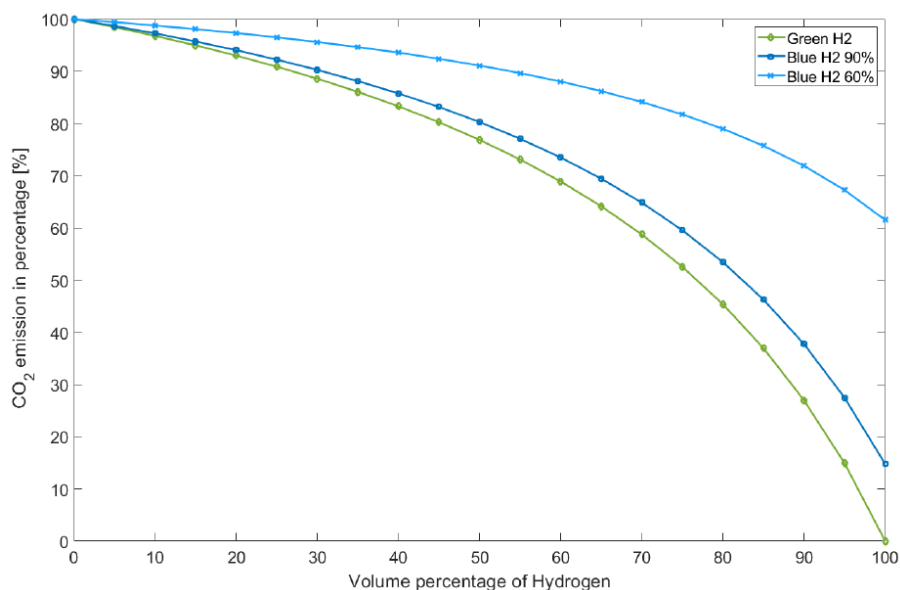
Tabela 2. Napovedi variabilnih stroškov obratovanja in vzdrževanja na kg izdanega H₂ (na šobi) kot funkcija dnevne zmogljivosti dobave vodika.

Zagotoviti moramo učinkovitost postopkov za izdajo dovoljenj, da bi se izognili dolgotrajnim birokratskim zamudam. Te zamude lahko odvrnejo izvajalce dejavnosti in upočasnijo prehod na trajnostno mobilnost. Zato je ključnega pomena, da se postopki optimizirajo in pospešijo, da bi podprli hitrejši prehod na trajnostne oblike mobilnosti.

Vbrizgavanje vodika v plinski omrežje

Vbrizgavanje vodika v omrežje zemeljskega plina lahko razogljíči omrežje in zmanjša emisije, ki jih je mogoče neposredno pripisati uporabi zemeljskega plina, ter tako izpolni cilje, ki jih nalagajo politike razogljíčenja Evropske unije. Zmanjšanje emisij se lahko razlikuje med delno zamenjavo zemeljskega plina z uporabo čistega vodika. Stopnja zmanjšanja emisij je odvisna od volumskega deleža vodika in postopka, v katerem se vodik proizvaja. Vodik z ničelnimi ali niskimi emisijami, kot sta zeleni in modri vodik, prinaša prednosti v smislu zmanjšanja emisij pri skoraj vseh odstotkih mešanja. Uporaba sivega ali rumenega vodika pa povečuje emisije v primerjavi s čistim zemeljskim plinom.

Natančnejšo oceno % zmanjšanja emisij je mogoče dobiti iz podatkov, kjer so navedeni % emisij različnih mešanic v primerjavi z referenčno vrednostjo zemeljskega plina. Ta pristop omogoča boljše razumevanje vpliva različnih mešanic vodika na zmanjšanje emisij. V tem primeru sta navedena samo zeleni in modri H₂. Zanimivo je, da pri volumskem deležu 20 % vodika znaša zmanjšanje emisij približno 3 %, 6 % in 8 % prvotnih emisij. Na primere "modri - 60 %" in "zeleni vodik – 90 %". Če bi predpostavili 50 % mešanico, bi bilo zmanjšanje bolj izrazito, in sicer 10 %, 20 % in 24 %. Popolna zamenjava z vodikom pa bi povzročila zmanjšanje emisij za 40 %, 95 % oziroma 100 %. To pomeni, da večji kot je delež vodika v mešanici, večje je zmanjšanje emisij.



Slika 17. Zmanjšanje emisij v primerjavi s čistim zemeljskim plinom v odvisnosti od volumskega odstotka mešanice vodika in vira vodika.

Vodik ima sposobnost, da lažje kot zemeljski plin prodre in se razširi v kristalno mrežo jekel, ki se uporabljajo za gradnjo transportnih in distribucijskih cevovodov. Ta pojav lahko povzroči zmanjšanje duktilnosti jekel (krhkost), pa tudi povečanje hitrosti širjenja obstoječih napak v njih (GRTgaz, 2019). Obstaja več mehanizmov degradacije zlitin, ki se uporabljajo v inženiringu, povezanih z prisotnostjo H₂ v delovnem okolju.

Ogljikovo jeklo je najmanj odporno na krhkost zaradi vodika pri visokotlačnih pogojih (≥ 100 barov). Vendar pa se pri tlakih blizu atmosferskega tlaka in temperaturah blizu sobne temperature pričakuje, da pojavi krhkosti za ogljikova jekla ne bodo tako pomembni (Blanchard in Briottet, 2020). Materiali, ki kažejo zelo visoko občutljivost na prisotnost vodika in se jim je zato treba izogibati, so namesto tega Ti in njegove zlitine ter Ni in njegove zlitine (v nasprotju s nerjavečimi jekli) (Barthélémy, 2006).

Strukturne razlike na molekularni ravni med vodikom in zemeljskim plinom vodijo do sprememb v termodinamičnih, fizikalnih in kemičnih lastnostih mešanice H₂-zemeljski plin v primerjavi s primerom čistega zemeljskega plina, odvisno od stopnje mešanja. Zato je bistvenega pomena preučiti spremembo glavnih značilnih lastnosti tekočine, odvisno od volumnske vsebnosti vodika. Najpomembneje je, da se s povečanjem volumetričnega odstotka vodika zmanjša energijska vsebnost na enoto prostornine. Glede na volumenski pretok je mešanica H₂ in zemeljskega plina manj energijsko učinkovita od čistega zemeljskega plina. Zato je treba za zagotavljanje enake količine energije na enoto časa povečati pretok (Abbas et al., 2021).

Literatura

- Abbas, A. J., Hassani, H., Burby, M., & John, I. J. (2021). An Investigation into the Volumetric Flow Rate Requirement of Hydrogen Transportation in Existing Natural Gas Pipelines and Its Safety Implications. *Gases*, 1(4), 156–179. <https://doi.org/10.3390/gases1040013>
- Agora Energiewende. (2021). No-regret hydrogen. Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe. In *Agora Energiewende (White Paper)*. <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/no-regret-hydrogen/>
- Ajanovic, A., Glatt, A., & Haas, R. (2021). Prospects and impediments for hydrogen fuel cell buses. *Energy*, 235, 121340. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121340>
- Al-Khori, K., Bicer, Y., & Koç, M. (2021). Comparative techno-economic assessment of integrated PV-SOFC and PV-Battery hybrid system for natural gas processing plants. *Energy*, 222, 119923. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.119923>
- Barthélémy, H. (2006). Compatibility of metallic materials with hydrogen - Review of the present knowledge. *16th World Hydrogen Energy Conference 2006, WHEC 2006*, 2, 1306–1319. http://conference.ing.unipi.it/ichs2007/fileadmin/user_upload/CD/PAPERS/11SEPT/1.4.66.pdf
- Bazzanella, A. M., Ausfelder, F., & DECHEMA. (2017). Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. *The European Chemical Industry Council*, 168. https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry.pdf
- Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Lehner, F., Madden, B., & Standen, E. (2014). Study on development of water electrolysis in the European Union. In *Fuel Cells and hydrogen Joint Undertaking (Vol. 1, Issue February)*. [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy_FullReport_\(ID_199214\).pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy_FullReport_(ID_199214).pdf)
- Blanchard, L., & Briottet, L. (2020). *Non-combustion related impact of hydrogen admixture-material compatibility* (Issue 874983). <https://thyga-project.eu/wp-content/uploads/20200703-D2.4-Non-combustion-related-impact-of-hydrogen-admixture-material-compatibility.pdf>
- BNEF. (2020). Hydrogen Economy Outlook. In *Bloomberg New Energy Finance*. <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>
- Böhm, H., Goers, S., & Zauner, A. (2019). Estimating future costs of power-to-gas – a component-based approach for technological learning. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(59), 30789–30805. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.09.230>
- Böhm, H., Zauner, A., Rosenfeld, D. C., & Tichler, R. (2020). Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects. *Applied Energy*, 264(February), 114780. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114780>
- Brändle, G., Schöfnisch, M., & Schulte, S. (2021). Estimating long-term global supply costs for low-carbon hydrogen. *Applied Energy*, 302(July), 117481. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117481>
- Caglayan, D. G., Weber, N., Heinrichs, H. U., Linßen, J., Robinius, M., Kukla, P. A., & Stolten, D. (2020). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen*

Energy, 45(11), 6793–6805. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>

Cavanagh, A., Yousefi, H., Wilkinson, M., & Groenenberg, R. (2022). *HyUSPRe Milestone MS4*.

Cigolotti, V., & Genovese, M. (2021). Stationary Fuel Cells: Current and future technologies-Costs, performances, and potential. In *IEA Technology Collaboration Programme: Advanced Fuel Cells*. https://www.ieafuelcell.com/fileadmin/publications/2021/2021_AFCTCP_Stationary_Application_Performance.pdf

Cunanan, C., Tran, M. K., Lee, Y., Kwok, S., Leung, V., & Fowler, M. (2021). A Review of Heavy-Duty Vehicle Powertrain Technologies: Diesel Engine Vehicles, Battery Electric Vehicles, and Hydrogen Fuel Cell Electric Vehicles. *Clean Technologies*, 3(2), 474–489. <https://doi.org/10.3390/cleantechnol3020028>

DENA. (2019). *Powerfuels in Industry: Process Heat*. https://www.powerfuels.org/fileadmin/gap/Publikationen/Factsheets/190612_dena_FS_Process_Heat_web.pdf

DNV GL. (2019). *Hydrogen in the Electricity Value Chain*. <https://www.dnv.com/Publications/hydrogen-in-the-electricity-value-chain-225850#>

Element Energy. (2018). *Hydrogen supply chain evidence base* (Issue November). https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/760479/H2_supply_chain_evidence_-_publication_version.pdf

Element Energy. (2019). Hy4Heat Work Package 6: Conversion of Industrial Heating Equipment to Hydrogen. In *Hy4Heat demonstrating hydrogen for heat*. <https://static1.squarespace.com/static/5b8eae345cfd799896a803f4/t/5e287d78dc5c561cf1609b3d/1579711903964/WP6+Industrial+Heating+Equipment.pdf>

ENTEC. (2022). The role of renewable / storage to scale up the EU deployment of renewable H2. In *Gastronomía ecuatoriana y turismo local*. (Vol. 1, Issue 69). <https://doi.org/10.2833/727785>

ETN Global. (2020). *Hydrogen gas turbines*. <https://etn.global/wp-content/uploads/2020/01/ETN-Hydrogen-Gas-Turbines-report.pdf>

European Parliament and Council of the European Union. (2019a). Directive (EU) 2019/1161 of the European Council and of the European Parliament of 20 June 2019, amending Directive 2009/33/EC on the promotion of clean and energy-efficient road transport vehicles. *Official Journal of the European Union*, 2019(June), 1–15. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L1161&from=EN>

European Parliament and Council of the European Union. (2019b). REGULATION (EU) 2019/1242 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 20 June 2019 setting CO2 emission performance standards for new heavy-duty vehicles and amending Regulations (EC) No 595/2009 and (EU) 2018/956 of the European Parliament and of the Council. *Official Journal of the European Union*, 198(April), 202–240. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019R1242&qid=1665070521341>

FCHJU. (2017). New Bus Refuelling for European Hydrogen Bus Depots: Guidance document on Large Scale Hydrogen Bus Refuelling. *Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking*, 1, 1–38. http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/NewBusFuel_Press_Release_14102016_Final_version.pdf#

- Glenk, G., & Reichelstein, S. (2019). Economics of converting renewable power to hydrogen. *Nature Energy*, 4(3), 216–222. <https://doi.org/10.1038/s41560-019-0326-1>
- Grosse, R., Christopher, B., Stefan, W., Geyer, R., & Robbi, S. (2017). *Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU*. <https://doi.org/10.2760/24422>
- GRTgaz. (2019). *Technical and economic conditions for injecting hydrogen into natural gas networks* (Issue June). http://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:51004156
- Guidehouse. (2021a). *Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen* (Issue June). https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021_v3.pdf
- Guidehouse. (2021b). *Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system* (Issue June 2021). [https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/3517/Picturing the value of gas storage to the European hydrogen system_FINAL_140621.pdf](https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/3517/Picturing%20the%20value%20of%20gas%20storage%20to%20the%20European%20hydrogen%20system_FINAL_140621.pdf)
- H2IT. (2019). *Piano Nazionale di Sviluppo: Mobilità Idrogeno Italia*. https://www.h2it.it/wp-content/uploads/2020/03/Piano-Nazionale_Mobilita-Idrogeno_integrale2019.pdf
- Hanson, A. G., Kutchko, B., Lackey, G., Gulliver, D., Strazisar, B. R., Tinker, K. A., Haeri, F., Wright, R., Huerta, N., Baek, S., Bagwell, C., Toledo Camargo, J. de, Freeman, G., Kuang, W., Torgeson, J., White, J., Buscheck, T., Castelletto, N., & Smith, M. (2022). *Subsurface hydrogen and natural gas storage: state of knowledge and research recommendations report*. <https://www.osti.gov/servlets/purl/1846632/>
- Holst, M., Aschbrenner, S., Smolinka, T., Voglstätter, C., & Grimm, G. (2021). *Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis - Technology Driven Bottom-up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems*. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/press-media/press-releases/2022/towards-a-gw-industry-fraunhofer-ise-provides-a-deep-in-cost-analysis-for-water-electrolysis-systems.html>
- Hydrogen Europe. (2020). *Strategic Research and Innovation Agenda Final Draft October 2020 Contents* (Issue October). <https://hydrogeneurope.eu/reports/>
- Hydrogen Tools. (2023). *International Hydrogen Fueling Stations*. <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/international-hydrogen-fueling-stations>
- Hystories. (2022). *Assumptions and input parameters for modelling of the European energy system*. https://hystories.eu/wp-content/uploads/2022/05/Hystories_D5.4-0-Assumptions-and-input-parameters-for-modelling-of-the-European-energy-system.pdf
- HyUnder. (2013). Overview on all known underground storage technologies for hydrogen. In *HyUnder Deliverable D3.1*. http://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D3.1_Overview-of-all-known-underground-storage-technologies.pdf
- ICCT. (2022). *Fuel-cell hydrogen long-haul trucks in Europe: a total cost of ownership analysis* (Issue September). <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/09/eu-hvs-fuels-evs-fuel-cell-hdvs-europe-sep22.pdf>
- IEA. (2019a). IEA G20 hydrogen report: Assumptions. In *The Future of Hydrogen*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a02a0c80-77b2-462e-a9d5-1099e0e572ce/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex.pdf>

- IEA. (2019b). The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities. In *IEA Publications* (Issue June). <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- IRENA. (2020). Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 C Climate Goal. In */publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction*. [/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction%0Ahttps://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf)
- IRENA. (2022). *Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Part II – Technology review of hydrogen carriers*. <https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Global-hydrogen-trade-Part-II>
- ISPRA. (2022). *Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico*. <https://www.isprambiente.gov.it/it/pubblicazioni/rapporti/indicatori-di-efficienza-e-decarbonizzazione-del-sistema-energetico-nazionale-e-del-settore-elettrico>
- Janssen, J. L. L. C. C., Weeda, M., Detz, R. J., & van der Zwaan, B. (2022). Country-specific cost projections for renewable hydrogen production through off-grid electricity systems. *Applied Energy*, 309(December 2021), 118398. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118398>
- JRC. (2022). Assessment of Hydrogen Delivery Options. In *European Commission*. <https://doi.org/10.2760/869085>
- Klopčič, N., Grimmer, I., Winkler, F., Sartory, M., & Trattner, A. (2023). A review on metal hydride materials for hydrogen storage. *Journal of Energy Storage*, 72(May). <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108456>
- Knosala, K., Langenberg, L., Pflugradt, N., Stenzel, P., Kotzur, L., & Stolten, D. (2022). The role of hydrogen in German residential buildings. *Energy and Buildings*, 276, 112480. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2022.112480>
- Kumar, H. (2022). *Hydrogen Powered Cars and Trucks : Is there a role for them in the electrified U . S . future ?* <https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/143335/kumar-hemantk-sm-sdm-2022-thesis.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Lord, A. S., Kobos, P. H., & Borns, D. J. (2014). Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(28), 15570–15582. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.07.121>
- Low Carbon Innovation Coordination Group. (2014). Carbon Innovation Coordination Group Technology Innovation Needs Assessment (TINA) Offshore Wind Power Summary Report. *Innovation*, February 2012, 1–18.
- Mukherjee, R., & Singh, S. (2021). Evaluating hydrogen rich fuel gas firing. *Petroleum Technology Quarterly*, Q1(Engineers India Limited (EIL)), 59–62. <https://cdn.digitalrefining.com/data/articles/file/1002591-q1-eiGBP-copy.pdf>
- Niermann, M., Drünert, S., Kaltschmitt, M., & Bonhoff, K. (2019). Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs)- techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain. *Energy and Environmental Science*, 12(1), 290–307. <https://doi.org/10.1039/c8ee02700e>
- Öberg, S., Odenberger, M., & Johnsson, F. (2022). Exploring the competitiveness of hydrogen-fueled gas turbines in future energy systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(1), 624–644.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.035>


- Oh, D. H., Lee, C. H., & Lee, J. C. (2021). Performance and Cost Analysis of Natural Gas Combined Cycle Plants with Chemical Looping Combustion. *ACS Omega*, 6(32), 21043–21058. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c02695>
- Raab, M., Maier, S., & Dietrich, R. U. (2021). Comparative techno-economic assessment of a large-scale hydrogen transport via liquid transport media. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(21), 11956–11968. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.213>
- Reddi, K., Elgowainy, A., Rustagi, N., & Gupta, E. (2018). Techno-economic analysis of conventional and advanced high-pressure tube trailer configurations for compressed hydrogen gas transportation and refueling. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(9), 4428–4438. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.01.049>
- Safari, S., & Ali, H. (2020). Electrochemical Modeling and Techno-Economic Analysis of Solid Oxide Fuel Cell for Residential Applications Journal of Renewable. *Journal of Renewable Energy and Environment*, 7(1), 40–50.
- Sapountzi, F. M., Gracia, J. M., Weststrate, C. J. (Kee, J., Fredriksson, H. O. A., & Niemantsverdriet, J. W. (Hans. (2017). Electrocatalysts for the generation of hydrogen, oxygen and synthesis gas. *Progress in Energy and Combustion Science*, 58, 1–35. <https://doi.org/10.1016/j.peccs.2016.09.001>
- Smolinka, T., Wiebe, N., Stechele, P., & Palzer, A. (2018). *Studie IndWEDe*. 1–201. <https://www.ipa.fraunhofer.de/de/Publikationen/studien/studie-indWEDe.html>
- Sparber, W., Grotto, A., Zambelli, P., Vaccaro, R., & Zubaryeva, A. (2023). Evaluation of Different Scenarios to Switch the Whole Regional Bus Fleet of an Italian Alpine Region to Zero-Emission Buses. *World Electric Vehicle Journal*, 14(4). <https://doi.org/10.3390/wevj14040091>
- Vartiainen, E., Breyer, C., Moser, D., Román Medina, E., Busto, C., Masson, G., Bosch, E., & Jäger-Waldau, A. (2021). True Cost of Solar Hydrogen. *Solar RRL*, 2100487. <https://doi.org/10.1002/solr.202100487>
- Viesi, D., Crema, L., & Testi, M. (2017). The Italian hydrogen mobility scenario implementing the European directive on alternative fuels infrastructure (DAFI 2014/94/EU). *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(44), 27354–27373. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.08.203>
- Welder, L., Ryberg, D. S., Kotzur, L., Grube, T., Robinius, M., & Stolten, D. (2018). Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany. *Energy*, 158, 1130–1149. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.059>
- Westport Fuel Systems. (2022). *H2 ICE truck cost of ownership vs diesel and fuel cell vehicles - MobilityNotes*. <https://mobilitynotes.com/h2-ice-truck-cost-of-ownership-vs-diesel-and-fuel-cell-vehicles/>
- Wijk, A. Van, & Wouters, F. (2021). Hydrogen - The Bridge BEtween Africa and Europe. In *Shaping an Inclusive Energy Transition*. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-74586-8>
- Wróbel, K., Wróbel, J., Tokarz, W., Lach, J., Podsadni, K., & Czerwiński, A. (2022). Hydrogen Internal Combustion Engine Vehicles: A Review. *Energies*, 15(23), 1–13. <https://doi.org/10.3390/en15238937>
- Zauner, A., Fazeni-Fraisl, K., Wolf-Zoellner, P., Veseli, A., Holzleitner, M. T., Lehner, M., Bauer, S., & Pichler, M. (2022). Multidisciplinary Assessment of a Novel Carbon Capture and Utilization Concept including

Underground Sun Conversion. *Energies*, 15(3). <https://doi.org/10.3390/en15031021>


Zhang, G., Zhang, J., & Xie, T. (2020). A solution to renewable hydrogen economy for fuel cell buses – A case study for Zhangjiakou in North China. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(29), 14603–14613. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.03.206>

Priloga I


Vprašalnik 1 – “Hydrogen in the Alps”



Interreg
Alpine Space



Co-funded by
the European Union



AMETHyST

AMETHyST Questionnaire - Hydrogen in the Alps

This questionnaire was prepared within the [AMETHyST project](#). AMETHyST supports the deployment of Alpine green hydrogen ecosystems for a post-carbon future in the Alps. The main objectives are to increase the capacity of public authorities and to design support services to deploy green hydrogen solutions, mainly in touristic areas.

The questionnaire aims at investigating and determining the role of hydrogen in Alpine territories. Your answers will help us define the state-of-the-art of hydrogen solutions and understand the needs and targets for the development of Alpine hydrogen ecosystems.

You will need approximately **15 minutes** to complete the questionnaire. We thank you for your time and consideration.

For any further information on the questionnaire or the AMETHyST project you can contact Eleonora Cordioli at ecordioli@fbk.eu.

Privacy policy

Pursuant to art. 13 of EU Regulation No. 2016/679 (GDPR), we want to clarify that **the only personal data requested by this form is an email address** that may be processed for sending a follow-up questionnaire and updates on the results of the survey.

The email address shall be processed through manual, electronic and computerized means by people directly involved in the AMETHyST project, and it will be guaranteed within privacy and security standards.

Please note that the collection of your email address is necessary for the execution of tasks of public interest within the AMETHyST project and is managed by Fondazione Bruno Kessler as partner of the project and research institute conducting research and innovation activities of public interest with a high social and economic impact.

I hereby confirm that I have read and understood the privacy policy.

NextClear form

Information on your organization

Your organization's name: *

Your answer _____

Please provide a valid e-mail address for further communications related to this questionnaire: *

Your answer _____

Your location, please select your country from the list. *

Choose ▼

Organization info

Please select the type of organization. *

- Sectoral agency (tourism agency, energy agency, innovation and development cluster, ...)
- Business support organisation
- Higher education or research organisation
- Infrastructure and public service provider
- Small- or medium-sized enterprise
- Other: _____

What is your sector of operation? *

You may select one or more options.

- Tourism
- Energy
- Mobility
- Industry
- Other: _____

Is your organization involved in activities aimed at the sustainable development or energy transition of mountain areas? *

- Yes
- No
- Other: _____

Knowledge and potential implementation of hydrogen technologies

Question 1 of 16. How would you describe your level of knowledge of the following technologies for the use of hydrogen? *

Notes:

- Light-duty Vehicles include cars, motorcycles, etc.
- Heavy-duty Vehicles include trucks, buses, trains, snow groomers, etc.

| | No knowledge | Novice | Advanced beginner | Competent | Highly knowledgeable |
|--|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Light-duty Fuel Cell Electric Vehicles | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Heavy-duty Fuel Cell Electric Vehicles | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Hydrogen internal combustion engines | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Stationary power generation | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Substitute for natural gas | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| E-fuels or bio-fuels production | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |

Question 2 of 16. How would you describe your level of knowledge of the following technologies for the production of hydrogen? *

| | No knowledge | Novice | Advanced beginner | Competent | Highly knowledgeable |
|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Electrolysis | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Steam methane reforming | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Biomass or waste pyrolysis/gasification | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |

Question 3 of 16. How would you describe your level of knowledge of hydrogen storage, transport and distribution technologies? *

| | No knowledge | Novice | Advanced beginner | Competent | Highly knowledgeable |
|--|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Liquid hydrogen storage technologies | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Gaseous hydrogen storage technologies (including metal hydrides storage) | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Seasonal storage solutions for renewables integration | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Hydrogen refuelling stations | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Hydrogen blending into natural gas grid | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |

Question 4 of 16. How would you define your level of knowledge of laws, directives or strategies related to the production or use of hydrogen? Do you know of any law, directive or strategy that involves or might involve hydrogen... *

| | No knowledge | Novice | Advanced beginner | Competent | Highly knowledgeable |
|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| ...at European level? | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| ...at national level (in your country)? | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| ...at local level (in your territory)? | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |

Question 5 of 16. Do you think there is an adequate regulatory framework for hydrogen? *

E.g., technical standards in effect that support and regulate the implementation of hydrogen applications, etc.

- No, lacking framework and more effort needed
- No, lacking framework, but work is in progress
- Yes, the framework is adequate
- I don't know / can't answer
- Other: _____

Question 6 of 16. Do you think there are adequate financing tools to support the implementation of hydrogen applications? *

E.g., incentives for hydrogen production, funding schemes for sustainable mobility, etc.

- No, lacking tools and more effort needed
- No, lacking tools, but work is in progress
- Yes, the tools are adequate
- I don't know / can't answer
- Other: _____

Question 7 of 16. What do you think is the potential of hydrogen in your territory, * with particular regard to the sustainable development of mountain areas? Do you think that a specific application of hydrogen could help to decarbonize your territory?

E.g., surplus renewable energy could be used for hydrogen production, etc.

Your answer _____

Question 8 of 16. What do you think is the potential of hydrogen in your territory, * with particular regard to the tourism sector? Do you think that a specific application of hydrogen could help to decarbonize the tourism in your territory?

E.g., use of hydrogen mobility could be easily implemented for public transport services, hydrogen-powered fuel-cell snowmobiles, etc.

Your answer _____

Question 9 of 16. What are, in your opinion, the hydrogen applications or technologies that have the highest potential to be implemented in your territory in the short term? Please select one or more options. *

- Production by electrolysis
- Production by steam methane reforming
- Production by pyrolysis/gasification of biomass or waste
- Use for light-duty Fuel Cell Electric Vehicles (cars, motorcycles, etc.)
- Use for heavy-duty Fuel Cell Electric Vehicles (trucks, buses, trains, snow groomers, etc.)
- Use in internal combustion engines
- Use for stationary power generation
- Use as substitute for natural gas and blending into natural gas grid
- Use for e-fuels or bio-fuels production
- Use for seasonal storage solutions for renewables integration

Local on-going and future actions in the hydrogen sector

Question 10 of 16. What is the level of expertise of your organization in the hydrogen sector? *

- NOVICE level - no or little experience
- ADVANCED BEGINNER level - little experience, very recently started being involved in activities related to H2
- COMPETENT level - moderate amount of experience in hydrogen-related technologies
- EXPERT level - significant amount of experience

Question 11 of 16. Is your organization involved in any of the following? *

You may select one or more options.

- Hydrogen production
- Hydrogen use
- Hydrogen transport
- Hydrogen distribution
- Hydrogen storage
- None
- Other: _____

Question 12 of 16. Is your organization interested in any of the following? *

You may select one or more options.

- Hydrogen production
- Hydrogen use
- Hydrogen transport
- Hydrogen distribution
- Hydrogen storage
- Other: _____

Question 13 of 16. Is your organization currently involved in projects and/or initiatives related to green or low-carbon hydrogen? *

- Yes, our organization is involved
- No, but our organization is aware of projects and/or initiatives
- No, our organization is neither involved nor aware of projects and/or initiatives

Question 14 of 16. What are the specific scopes and goals of these projects/initiatives? *

If appropriate, please select one or more options.

- Not applicable / can't answer
- Sustainable tourism
- Climate change
- Sustainable development of mountain areas
- Clean energy transition
- Waste and circular economy
- Industry, innovation & infrastructure
- Research and development
- Sustainable mobility
- Other: _____

Gaps and barriers

Question 15 of 16. Below is a list of gaps and barriers that can hinder the implementation of green or low-carbon hydrogen solutions. If you think about your territory, how urgently should these gaps and barriers be addressed and solved? *

| | High priority | Low priority | Not significant | Don't know |
|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| High investment costs | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| High investment risk | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Lack of incentives | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Safety issues | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Lack of sectorial expertise | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Low technological maturity | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Lack of proven long-term reliability | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Lack of dedicated infrastructure | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Lack of dedicated standards and regulations | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Lack of territorial strategy | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Policies complexity and lack of cross-border uniformity and clarity | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Social acceptance | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Lack of competitiveness for technology and market development | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |

Question 16 of 16. Some of the listed gaps and barriers might be easier to solve than others. How do you perceive the difficulty of solving the following gaps and barriers? *

Difficulty is defined by the effort needed to overcome a specific gap or barrier.

| | Easy | Challenging | Very challenging | Don't know |
|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| High investment costs | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| High investment risk | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Lack of incentives | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Safety issues | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Lack of sectorial expertise | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Low technological maturity | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Lack of proven long-term reliability | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Lack of dedicated infrastructure | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Lack of dedicated standards and regulations | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Lack of territorial strategy | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Policies complexity and lack of cross-border uniformity and clarity | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Social acceptance | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Lack of competitiveness for technology and market development | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |

This is a space for further comments you might have...

Your answer

Back

Submit


Clear form

Never submit passwords through Google Forms.


This form was created inside of Fondazione Bruno Kessler. [Report Abuse](#)

Google Forms


Vprašalnik 2 – “Hydrogen projects and initiatives in the Alps”



Interreg
Alpine Space



Co-funded by
the European Union



AMETHyST

AMETHyST Questionnaire - Hydrogen projects and initiatives in the Alps

This form was prepared within the [AMETHyST project](#). AMETHyST supports the deployment of Alpine green hydrogen ecosystems for a post-carbon future in the Alps. The main objectives are to increase the capacity of public authorities and to design support services to deploy green hydrogen solutions, mainly in touristic areas.

The following form aims at collecting information regarding activities, projects and best practices that support hydrogen implementation in Alpine areas.

By completing this questionnaire, you will have the chance to:

1. Give visibility to your hydrogen projects and initiatives
2. Be kept in the loop of the AMETHyST project initiatives and findings
3. Actively participate in the energy transition of the Alpine areas

Please compile the following questionnaire for a single hydrogen project or initiative (completed, ongoing or planned) you were or are directly involved in as coordinator or partner.

Projects or initiatives might include:

- a European, national or regional project dealing with the production, use or transportation of hydrogen
- a survey you created and proposed for collecting information related to hydrogen
- a policy or incentive scheme in support of hydrogen
- other

If you were or are involved in more than one project or initiative, **PLEASE SUBMIT MORE RESPONSES** to the questionnaire, by clicking the "**Submit another response**" button on the page that opens after you submit this questionnaire.

For any further information you can contact Eleonora Cordioli (Fondazione Bruno Kessler) at ecordioli@fbk.eu.

Privacy policy

Pursuant to art. 13 of EU Regulation No. 2016/679 (GDPR), we want to clarify that **the only personal data requested by this form is an email address** that may be processed for sending updates on the results of the survey.

The email address shall be processed through manual, electronic and computerized means by people directly involved in the AMETHyST project, and it will be guaranteed within privacy and security standards.

Please note that the collection of your email address is necessary for the execution of tasks of public interest within the AMETHyST project and is managed by Fondazione Bruno Kessler as partner of the project and research institute conducting research and innovation activities of public interest with a high social and economic impact.

I hereby confirm that I have read and understood the privacy policy.

Information on your organization *

Your organization's name:

Your answer _____

Please provide a valid e-mail address for further communications related to this * questionnaire:

Your answer _____

Project or initiative title *

What is the name of the project or initiative? Please specify also the acronym, if available.

Your answer _____

Project or initiative start and end *

What are the start and end years of the project or initiative?

Your answer _____

Project or initiative website

Does the project or initiative have a reference website? Please specify the link to the website.

Your answer _____

Project or initiative location *

Does your project or initiative involve the application of hydrogen technologies in a specific town, city, valley, region, country? This means that they have demo sites or pilot plants, or that they support hydrogen implementation in a specific territory.

Yes

No

[Skip this if you replied "No" to the previous question]

Please specify the location, and if more locations are involved try to be as exhaustive as possible.

A detailed description of the location will allow us to present it on a map and promote your projects and initiatives.

Example 1: Purchase and deployment of hydrogen buses in the municipality of Bolzano, Italy.

Example 2: European project with several pilots or 'living labs' located in:

- *Madonna di Campiglio, Trentino, Italy.*
- *Les Orres, Provence-Alpes-Côte d'Azur, France*
- *Krvavec, Gorenjska, Slovenia*
- *Verbier, Valais, Switzerland*

Example 3: Incentive scheme or specific policy planning to support the implementation of hydrogen in a region (e.g., Tyrol) or in a country (e.g., Switzerland).

Your answer _____

Partners involved *

Who are the partners involved in the project or initiative?

Your answer _____

State of advancement *

Choose among the options available the appropriate status of your project or initiative.

- Programmed, but surely funded
- Initiated and in a preliminary phase
- On-going
- In conclusion, objectives still not fully achieved
- Concluded
- Other: _____

Source of funding *

What is the funding source of your project or initiative? You can select one or more options.

- Funded by EU
- Funded by state government
- Funded by interregional authorities
- Funded by regional authorities
- Funded by local authorities (at municipality level)
- Private funding
- Other: _____

Please specify by which program funding the project or initiative is supported
 For example: Horizon Europe , Life, Recovery and Resilience Facility (PNRR in Italy), ERDF such as Interreg, etc.

Your answer _____

Project or initiative area of interest/topic *

- Technical
- Economical feasibility or market study
- Support to implementation of H2 applications (e.g., incentivization schemes)
- Policy development and implementation
- Social acceptance
- Other: _____

The project or initiative concerns hydrogen that is produced from...

- ...renewable energy sources (e.g., photovoltaic, hydropower, etc.).
- ...fossil fuels (e.g., steam methane reforming).
- ...electricity from the grid.
- I don't know.
- Other: _____

Project or initiative description *

Please tell us more about the project or initiative by providing:

- A short description (what is it about?)
- The main objectives (impact)
- The expected outcomes and results

Your answer _____

Project or initiative TRL (Technology Readiness Level) *

Please indicate the Technology Readiness Level within your project or initiative. This assessment is a European common method for assessing the maturity of a product or service and its relation to the market. More information can be found [here](#).

| | 1 - 2 Basic technology research | 3 - 5 Technology development | 6 - 8 System/subsystem development | 9 System proven in operational environment | Not applicable |
|-------------|---------------------------------------|------------------------------------|--|---|-----------------------|
| Initial TRL | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Final TRL | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |

Scopes and goals *

What are the specific scopes and goals of your project or initiative?

- Sustainable tourism
- Climate change
- Sustainable development of mountain areas
- Clean energy transition
- Waste and circular economy
- Industry, innovation & infrastructure
- Research and development
- Sustainable mobility
- Other: _____

Does the project or initiative involve tourism? *

Choose one of the following statements and **briefly** complete it:

- A.** The project is meant to have a direct impact on tourism, with relevant results, for example...
- B.** The project could be integrated or applied to the tourism sector, because...
- C.** The project is totally unrelated to the tourism sector.

Your answer

Project or initiative sectors of implementation *

Does the project or initiative support the production, storage, transport and/or use of hydrogen?

- Green or low carbon hydrogen production
- Storage of hydrogen
- Transport of hydrogen
- Use in power and/or heat generation
- Use in mobility
- Use as feedstock (e.g., ammonia/biofuel/e-fuel production)
- Other: _____

Submit

Page 1 of 1

Clear form

Never submit passwords through Google Forms.

This form was created inside of Fondazione Bruno Kessler. [Report Abuse](#)

Google Forms

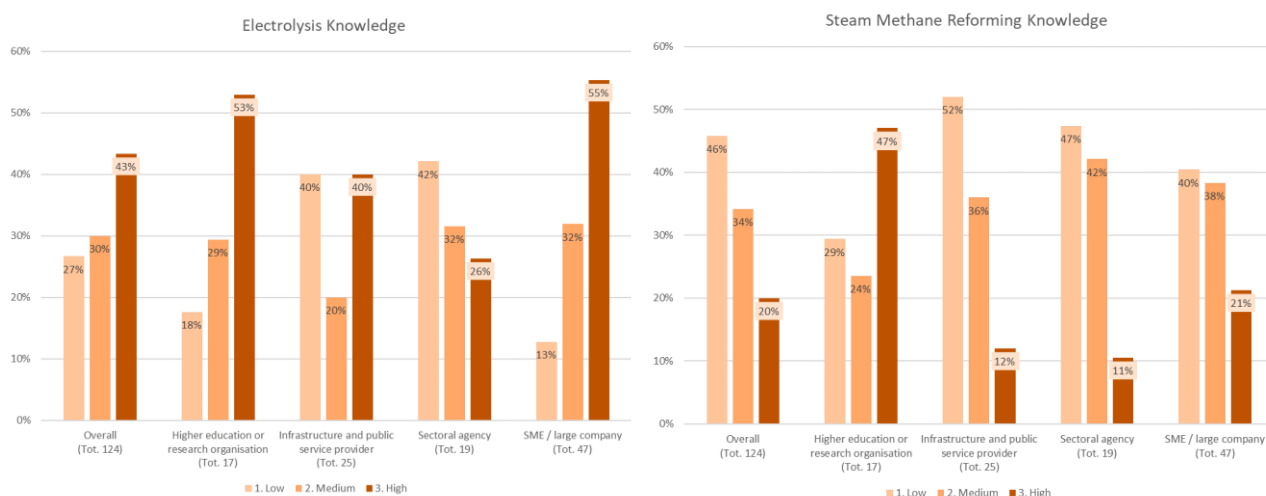
Priloga III

Znanje o vodikovih tehnologijah glede na tipologijo zainteresiranih deležnikov

V tem razdelku je predstavljena podrobna analiza odgovorov, prejetih na vprašalnik 1 - "Vodik v Alpah", ki se nanašajo na znanje deležnikov o posameznih tehnologijah H₂ v celotni vrednostni verigi (proizvodnja, uporaba, skladiščenje in distribucija). Za vsako tehnologijo so bili odgovori analizirani po kategorijah deležnikov.

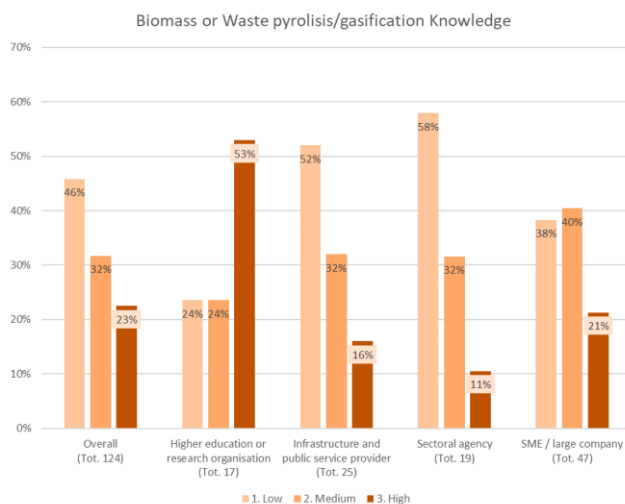
Proizvodnja vodika:

Visokošolske in raziskovalne organizacije ter MSP/velika podjetja izkazujejo visoko stopnjo strokovnega znanja o elektrolizi (a). Oba tipa deležnikov kažeta podobne značilnosti, kjer predstavljata velik delež organizacij z visokim znanjem in manjši delež organizacij z nizko stopnjo znanja. Pri parnem reformingu metana (b) ter pirolizi/plinjenju biomase ali odpadkov (c) so visokošolske in raziskovalne organizacije vodilna skupina z največ znanja. Ta skupina je edina z neuravnoteženo porazdelitvijo znanja, ki se nagiba k najvišji ravni znanja (za obe tehnologiji). Skupine ponudnikov infrastrukture in javnih storitev ter sektorskih agencij kažejo manjšo raven ozaveščenosti pri vseh treh tehnologijah.



(a)

(b)



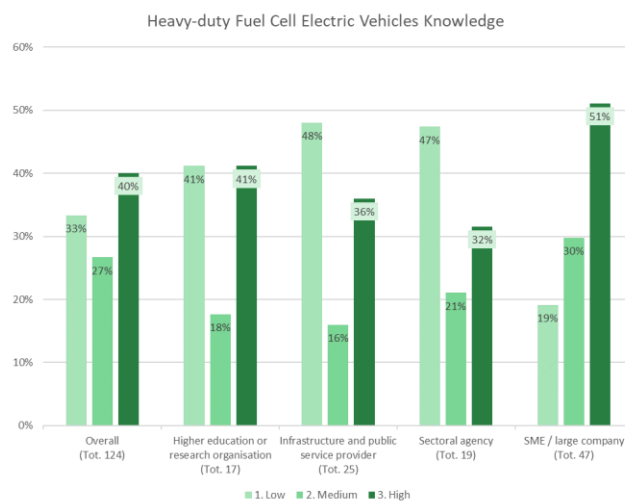
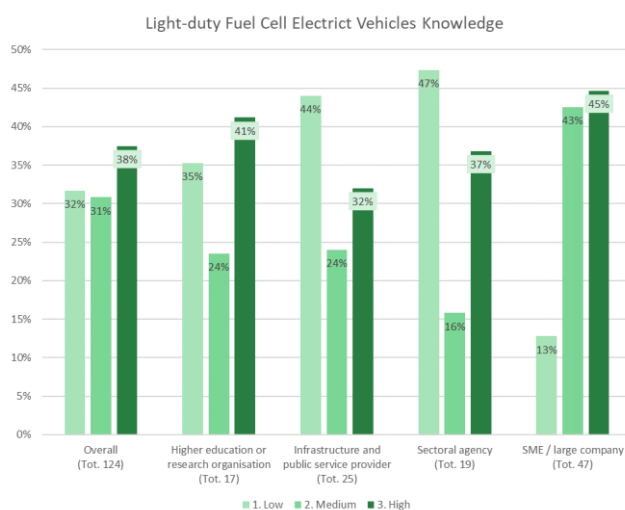
(c)

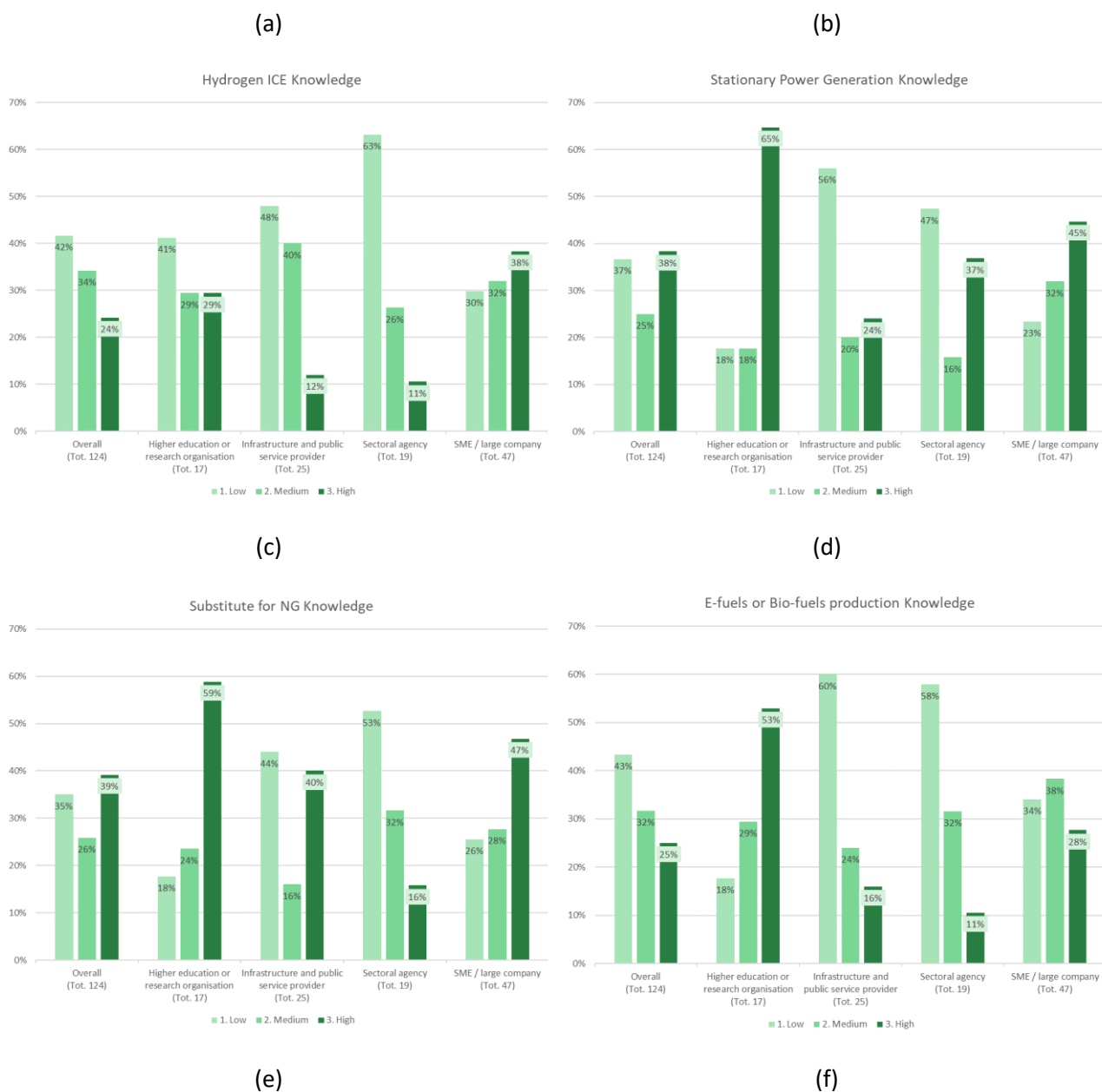
Slika 18. Raven znanja o tehnologijah za proizvodnjo vodika v odvisnosti od tipa organizacije anketiranca. "Na splošno" se nanaša na splošno porazdelitev znanja med vsemi tipi anketirancev..

Uporaba vodika:

Kot je razvidno iz grafov, se zdi, da so MSP/velika podjetja najbolj ozaveščena skupina glede lahkih in težkih vozil na gorivne celice ((a), (b)) in tehnologij ICE ((c)). Sledijo jim visokošolske ali raziskovalne organizacije, ki v primerjavi z drugimi organizacijami izkazujejo višji odstotek "visokega" znanja pri vseh treh tehnologijah. Zdi se, da so visokošolske ali raziskovalne organizacije najbolj ozaveščena skupina pri stacionarni proizvodnji električne energije ((d)), nadomeščanju zemeljskega plina ((e)) ter tehnologijah proizvodnje e-goriv in biogoriv ((f)), verjetno zaradi inovativne narave teh vodikovih rešitev. Sledijo MSP/velika podjetja, ki imajo pri vseh treh tehnologijah višji delež znanja kot na splošno.

Zdi se, da so vrste ponudnikov infrastrukture in javnih storitev ter sektorskih agencij pri vseh šestih tehnologijah manj ozaveščene. Kot je razvidno iz šestih grafov, je njihova porazdelitev ravni znanja v primerjavi s splošno porazdelitvijo vedno neuravnotežena proti najnižji ravni.

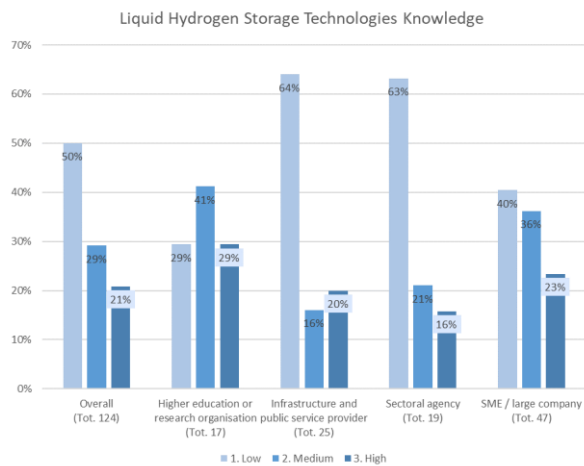




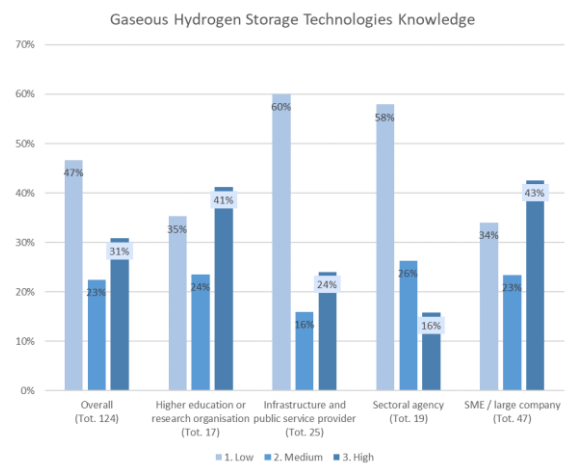
Slika 19. Raven znanja o tehnologijah za uporabo vodika v odvisnosti od tipa organizacije anketiranca. "Na splošno" se nanaša na splošno porazdelitev znanja med vsemi tipii anketirancev, kot je prikazano na sliki 20.

Skladiščenje in distribucija vodika:

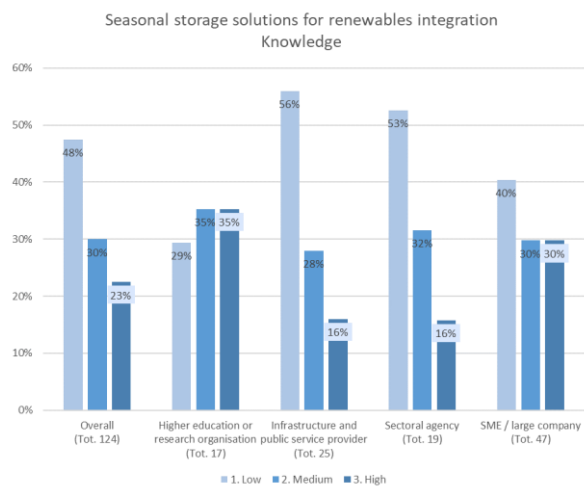
V primerjavi z drugimi kategorijami tehnologij v nobeni od skupin organizacijskih tipov ni velikega deleža organizacij, ki bi imele veliko znanja na področju tehnologij shranjevanja in distribucije. Vendar se zdi, da je skupina visokošolskih ali raziskovalnih organizacij najbolj seznanjena s tehnologijami shranjevanja tekočega vodika ((a)), sezonskimi rešitvami shranjevanja za vključevanje obnovljivih virov energije ((c)) in mešanjem vodika v omrežje zemeljskega plina ((e)). Po drugi strani pa so MSP/velika podjetja "bolje" razporejena glede znanja o vodikovih polnilnih postajah ((d)). Obe skupini imata podobno porazdelitev ravni znanja o tehnologijah skladiščenja plinastega vodika ((b)) (neuravnotežena v smeri najvišje ravni v primerjavi s splošno porazdelitvijo). Tipske skupine ponudnikov infrastrukture in javnih storitev ter sektorskih agencij imajo manj znanja o vseh tehnologijah. Kot je razvidno iz grafov, je v primerjavi s splošno porazdelitvijo njihova porazdelitev ravni znanja neuravnotežena v smeri najnižje ravni.



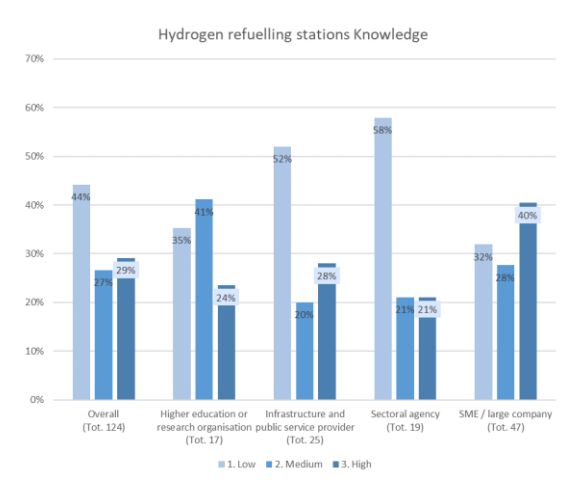
(a)



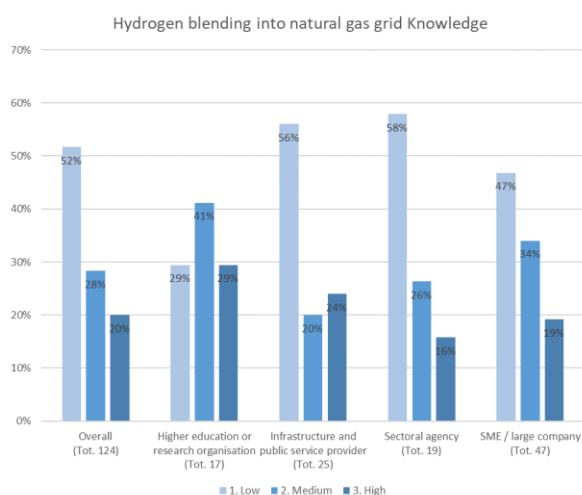
(b)



(c)



(d)



(e)

Slika 20. Raven znanja o tehnologijah shranjevanja in distribucije vodika v odvisnosti od tipologije organizacije anketirancev. "Na splošno" se nanaša na splošno porazdelitev znanja med vsemi tipi anketirancev, kot je prikazano na sliki 22.