

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM

GÉPÉSZMÉRNÖKI KAR

NUKLEÁRIS TECHNIKAI INTÉZET

ATOMENERGETIKA TANSZÉK

NAGY LEVENTE ROBIN

ORSZÁGOS TUDOMÁNYOS DIÁKKÖRI KONFERENCIA

DOLGOZAT

Magyarország Nemzeti Hidrogénstratégiájának elemzése nagy
részletességű villamosenergia-rendszer modell segítségével

Témavezetők:

Biró Bence

doktorandusz

Prof. Dr. Aszódi Attila

egyetemi tanár

TARTALOMJEGYZÉK

Előszó.....	iii
1. Bevezetés	1
2. A hidrogénpiacról általánosan	5
2.1. A hidrogén termelése	6
2.2. A hidrogén felhasználása	12
2.3. A villamos energia és a hidrogén kapcsolata	15
2.4. A Zöld és a kék hidrogén előállítási versenye	16
2.5. Magyarország jelenlegi helyzete.....	18
3. Adatok és módszerek	21
3.1. A szoftver bemutatása	21
3.2. A vizsgált országok adatai	22
3.3. A villamosenergia-hálózatra modellezési környezet bemutatása	23
3.4. A hidrogéntermeléséhez szükséges modellezési környezet.....	24
4. Eredmények és következtetések	28
4.1. Hidrogén termelése a különböző országokban	28
4.2. Különböző előállítási formák termelési árai.	29
4.3. Különböző előállítási formák éves termelése	31
4.4. Egyes országok összesített CO ₂ kibocsájtása, és vízfogyasztása.....	35
4.5. Adatok bizonytalansága	38
5. Összefoglalás	42
6. Felhasznált források	44

ELŐSZÓ

A klímaváltozással járó globális felmelegedés, az extrém időjárási jelenségek, mint a hő-hullámok, árvizek és aszályok, valamint a jégsapkák olvadása igen súlyosan érintik bolygónk ökoszisztémáját és társadalmunk életét, így ez az egyik legnagyobb kihívás, amellyel az emberiség szembesül a 21. században. Több területen a dekarbonizáció elérhető elektrifikációval (pl.: közlekedés, fűtés-hűtés), azonban számos olyan szektor van, ahol olyan magas ipari hőigények vannak (cementgyártás, ammóniagyártás, acélgyártás), amiket nem lehet közvetlenül ezzel a módszerrel kiváltani. Ezen iparágak számára jelenthet megoldást a hidrogén, mivel a klímaváltozás elleni küzdelem mentén minden szektorban el kell érni a szén-dioxid semlegességet. Ezen célok mentén fontos vizsgálnunk, hogy a magyar energiarendszer milyen módon lesz képes kielégíteni a jövőbeli hidrogénigényeket. Ezen kutatás keretein belül a magyarországi villamosenergia-, valamint a környező országok és Magyarország hidrogénrendszerére összpontosító modellezést végzek el, különös tekintettel a hidrogén iránti keresletre, a termelésre, a különféle technológiák működésére és annak gazdasági aspektusaira

Munkám során az előző TDK dolgozatom alapjaira támaszkodva feltérképezem Magyarország és a környező országok jövőbeli tervezett hidrogéntermelését, valamint az igények kielégíthetőségét. Megépítem az Energy Exemplar PLEXOS nevű villamosenergia-piac modellező szoftverében Magyarország és a szomszédos országok villamosenergia rendszerét, amibe integrálom a hidrogén termeléséhez szükséges elemeket. A modellem eredményeinek elemzése révén dolgozatom átfogó képet adhat Magyarországhidrogénpiaci helyzetéről, annak fejlesztési lehetőségeiről, valamint támogathatja a döntéshozatalt az energiastratégiai célok elérésében és a hidrogén infrastruktúra mentén.

* * *

Köszönetnyilvánítás

Szeretnék nagy köszönetet mondani Biró Bencének és Prof Dr. Aszódi Attilának, akik nélkül nem jöhetett volna létre ez a dolgozat. Folyamatos segítségükkel, tudásukkal, tanácsaikkal fáradhatatlanul segítették a munkámat a 2023-as tavaszi félév óta.

Ezen kívül szeretnék köszönetet mondani az Energy Exemplar-nak, hogy ingyenes hozzáférést biztosítottak számomra szoftverükhöz, ezzel lehetővé téve a dolgozat elkészülését.

Budapest, 2024. 10. 31.

Nagy Levente Robin

1. BEVEZETÉS

A hidrogén energiahordozóként és vegyi alapanyagként használható az üvegházhatású gázok kibocsátásának csökkentése érdekében, különösen az olyan, nehezen dekarbonizálható piacokon, mint a cement-, vas- és acélgyártás, az üzemanyag- és vegyi anyagok előállítása, valamint a közepes és nehéz tehergépjárművek, a légi és tengeri közlekedés.

Jelentős szakirodalom [1], [2], [3], [4], [5], [6], [7] gyűlt össze a különböző hidrogéntechnológiák értékeléséről, és valós projektek validálják a technológia teljesítményét nagyobb léptékben és alacsony szén-dioxid-kibocsátású ellátási láncok esetében. Miközben az energiarendszer-modelleket folyamatosan frissítik, hogy nyomon kövessék ezt a fejlődést, sok modell jelenleg korlátozottan ábrázolja a hidrogént, és mint csoport, a dekarbonizációs korlátok mellett hajlamosak nagyon változó eredményeket produkálni.

Lux és Pflugler [8]. az EU hő-, hidrogén- és villamosenergia-piacát modellezi 2050-ben. A 2050-es évre összpontosítanak, és feltételezik, hogy 2050-ben az összes villamos energiát és hidrogént megújuló energiaforrásokból állítják elő. Egy meglévő villamosenergia- és hőpiaci optimalizációs modellt használnak, amelyet kibővítettek a hidrogénnel. Modelljük szerint a hidrogén határtermelési költségei 110 EUR/MWh-nál magasabbak lesznek, ha a hidrogénigény 1 536 TWh lesz, ahogyan azt az Európai Bizottság 1,5 °C-os forgatókönyve előírányozza. A hidrogénigény 2050-ben 798 GW telepített elektrolízis-kapacitást eredményezne. A villamosenergia-igény fedezéséhez további 766 GW szél- és 865 GW napenergia-kapacitást kellene telepíteni. A legnagyobb elektrolízis-potenciállal rendelkező országgént a fenti szerzők az Egyesült Királyságot jelölik meg, annak nagy szélerenergia-potenciálja miatt

Koirala és társai [9] lineáris programozási optimalizációs modellt javasolnak a hidrogén-, metán- és villamosenergia-piacok közötti kölcsönös függőségek vizsgálatára. A modellt Hollandia 2050-es infrastrukturális kilátásaira alkalmazták. Az ebben a cikkben bemutatott elemzés azt mutatja, hogy a villamosenergia-, metán- és hidrogénpiacok közötti ár-volumen kölcsönhatás a változó megújulóenergia-termelés növekedésével egyre erősebbé válik. A cikkben megállapították, hogy az elektromos akkumulátorok rugalmassága a nap- és szélerenergia napi ingadozásait, míg a metán- és hidrogéntárolás főként a kereslet és a kínálat szezonális ingadozásait egyenlíti ki.

Alhadhrami és társai [10] a zöld hidrogén (H_2) előállításának versenyképességét értékeli Szaúd-Arábiában és Németországban a PLEXOS-ban 2030-ra és az azt követő időszakra modellük segítségével. Az eredmények azt mutatják, hogy a lúgos elektrolízisek dominálnak, mivel alacsony költségük miatt előnyben részesülnek a termelési folyamatban, a többi elektrolízistípus magasabb hatásfoka ellenére. A 16 forgatókönyv alapján a tanulmány a hidrogén szinthez igazított költségét 2,34-3,08 \$/kg-ban határozza meg Szaúd-Arábiában, míg Németországban 3,06-3,69 \$/kg-ban. A következtetés az, hogy még a Szaúd-Arábiából Németországba történő szállítás költségeit (~1 \$/kg) figyelembe véve is versenyképesen lehet zöld H_2 -t szállítani Szaúd-Arábiából Németországba.

Philipp és munkatársai [11] tanulmányukban egy új módszert javasolnak a hidrogén integrálására a meglévő hosszú távú optimalizációs villamosenergia-piaci elosztási modellekbe. Vizsgálatuk során elemezték, hogy az elektrolizáló berendezések mikor lépnek működésbe, hogyan hat a villamosenergia-igény növekedése az áramárakra, és milyen hatással van az elektrolízis a hidrogén- és villamosenergia-ágazat kibocsátásaira. Emellett elemzik a folyamatok jövedelmezőségére és a megújuló energiaforrásokba történő beruházásokra gyakorolt hatásokat is.

Yi Zheng és társai [12] a hálózaton kívüli szélerőművekből előállított hidrogén költségelemzését mutatták be. Megállapították, hogy a jelenlegi költségbecslés javítható az elektrolízis működési részleteinek vizsgálatával. Az alacsony felbontású szélesség-adatok és lineáris elektrolízismodellek használata helyett 5 perces felbontású szél adatokat generáltak, és részletes elektrolízismodelleket használtak, amelyek képesek leírni a biztonságos működési tartományt, az indítási időt és a hatékonyság változását. A gazdasági értékeléseket hét ország 112 helyszínén végezték el. Kiderül, hogy a túlságosan leegyszerűsített modellek kevésbé megbízható eredményekhez vezetnek, és a relatív hiba legfeljebb 63,65% lehet. A továbbfejlesztett modell alapján azt találták, hogy a hidrogén kiegyenlített költsége 1,66\$/kg és 13,61\$/kg között mozog. A szélalapú hidrogén költségversenyképes a bőséges erőforrásokkal és alacsonyabb beruházási költségekkel rendelkező területeken, például Kínában és Dániában. A legtöbb vizsgált esetben azonban még mindig költséges. Optimális méretezési stratégiával vagy akkumulátor bevonásával, mint villamosenergia-tárolóval tovább csökkenthető a hidrogén költsége, amelynek hatékonysága helyfüggő.

Guido és társainak [13] publikációja összefoglalja az Amec Foster Wheeler által az IEA üvegházhatású gázok K+F programja (IEA Greenhouse Gas R&D Programme, IEA GHG) számára készített megvalósíthatósági tanulmány eredményeit. A program (IEA GHG) keretében végzett kutatásai során, amelynek célja egy modern gőzzel történő metánreformálás (Steam methane reforming, továbbiakban SMR) teljesítményének és költségeinek értékelése volt, szén-dioxid-leválasztás és -tárolással-(Carbon Capture and Storage, továbbiakban CCS), vagy anélkül, amely 100 000 Nm³/h H₂-t termel, és kereskedelmi üzemként működik. Ez a tanulmány a gazdasági értékelésére összpontosított az SMR-ből származó szén-dioxid (carbon-dioxide, továbbiakban CO₂) leválasztására szolgáló öt különböző alternatíva vizsgálatára. Ez a tanulmány naprakész értékelést nyújt CCS nélkül és CCS-szel történő hidrogéngyártásról, a ma megvalósítható technológiák alapján.

M.W. Melaina és társainak [14] munkája betekintést nyújt a Stanford Energy Modeling Forum 37. tanulmányában részt vevő 15 energiarendszer-modell fejlesztési helyzetébe és dekarbonizációs forgatókönyvének eredményeibe, az Egyesült Államok energiarendszerére összpontosítva. A legtöbb modell a szén-dioxid-mentesítési korlátok mellett növekvő hidrogénpiaci felhasználásról számol be, bár egyes modellek szerint magas szén-dioxid-árakra van szükség a növekedés eléréséhez, és egyes modellek szerint a hidrogén nem versenyképes, ha optimista feltételezéseket tesznek az összes fejlett szén-dioxid-mentesítési technológiára vonatkozóan. Míg a legtöbb modell-forgatókönyv kombináció 2050-re szerény - 10 millió tonnánál kevesebb - hidrogénfelvételt jósol, a piaci felvételi eredmények legjobb 10%-ának összesítése az egyes ágazatokban 42-223 millió tonnás felső keresleti potenciált jelez. A modellezési módszerek és a piaci felhasználás eredményeinek nagyfokú változékonysága azt sugallja, hogy a bemeneti feltételezések és az alágazati verseny hatókörének fokozott harmonizációja következetesebb eredményekhez vezetne az energiarendszer-modellek között. Az eredmények nagyfokú változatossága erősen eltérő következtetésekre utal a hidrogénnek a szén-dioxid-mentesített energetikai jövőben betöltött szerepével kapcsolatban.

Irodalomkutatásom során nem találtam olyan tanulmányt, amely energiapiaci szoftver segítségével modellezte volna Magyarország és a környező országok villamosenergiarendszerét, és vizsgálta volna a hazai és körülöttünk lévő országok elektrolizálók működtetésének lehetőségeit értékelve ezzel a Magyar Nemzeti Hidrogénstratégiát, valamint a

környező országok tervezett hidrogéntermelési adatait, vagy stratégiáit. Ezáltal a dolgozatomban új megközelítést kínálhat ezen a kutatási területen.

Az alábbi kérdésekre szeretném majd megtalálni a választ a dolgozatomban:

- Magyarország Nemzeti Hidrogénstratégiájában és a környező országok terveiben kitűzött célok megvalósíthatóak-e a felvázolt kapacitásokkal?
- Milyen formában működnek az elektrolizálók, illetve a szürke és kék előállítási technológiák Magyarországon, illetve 5 szomszédos országban 2030-as villamosenergia-piaci körülményei között?
- Melyik ország mennyi hidrogént tud megtermelni az előírányzott kapacitásokkal, és azok milyen úton áramlanak a környező országok között?
- Melyik hidrogéntermelési módszerek éves szinten mennyi CO₂ bocsájtanak ki és mekkora vízhasználattal rendelkeznek?
- Milyen áron tudnak termelni az említett technológiák a vizsgált forgatókönyvben?
- A jelenleg elterjedt előállítási technológiák közül melyik lenne a legalkalmasabb a hazai használatra figyelembe véve a széndioxid kibocsájtást és az előállítási árat?

2. A HIDROGÉNPIACRÓL ÁLTALÁNOSAN

A hidrogénipar helyzete szorosan kapcsolódik a klímaváltozáshoz és a dekarbonizációhoz. A globális energiaátmenet, vagyis a fosszilis technológiák leváltása, aminek célja a szén-dioxid kibocsájtásának rohamos csökkentése, nagy szerepet fog játszani az elkövetkezendő évtizedekben, ha mérsékelni szeretnénk a klímaváltozás hatásait anélkül, hogy az eddigi ellátási láncokat, az emberiség nagy vívmányait és egyéb kényelmi szolgáltatásokat továbbra is tudjuk működtetni fenntarthatóbb módon anélkül, hogy nélkülöznünk kéne őket. A hidrogén egy olyan univerzális energiahordozó, amely képes lehet fontos szerepet betölteni ebben az energiaátállásban, mivel több szektorban a hagyományos megújuló energiaforrások, mint a nap- és szélenergia, nem mindig nyújtanak hatékony megoldást. Ma a hidrogén előállításának legelterjedtebb módszere a földgáz reformálása [13], vagyis a „szürke hidrogén”, amely során jelentős mennyiségű szén-dioxid kerül az atmoszférába. Ezen kívül egyre nagyobb teret kap a „kék hidrogén”, amelynél a keletkeztetett szén-dioxidot valamilyen technológia mentén befogják, majd eltárolják, vagy akár fel is használják különböző folyamatok során és a „zöld hidrogén”, amely víz elektrolízisével a tervek szerint főleg megújuló energiaforrások segítségével kerülne megtermelésre [15]. Az utóbbi években számos ország és az Európai Unió is stratégiákat készített a hidrogéntermelés és felhasználás jövőjével kapcsolatban, mivel ez lehet az egyik tényező, amivel el tudnánk érni a karbonsemlegességet 2050-ig [16]. Azonban sok megoldatlan probléma tudja befolyásolni hidrogénteknológia elterjedését a jövőben. Ennek fejlesztése kihívásokkal néz szembe, ideértve az infrastrukturális hiányosságokat (pl: szállítás és tárolás), a magas előállítási költségeket, valamint a szabályozási kérdéseket. Ezek leküzdése elengedhetetlen ahhoz, hogy a hidrogén valóban kulcsszerepet kapjon a globális energiarendszerben. A hidrogén jövője erősen függ az innovációk megjelenésétől, a kormányzati támogatásoktól és a nemzetközi együttműködésektől mivel ezek nélkül nem fog kellő mértékben fejlődni az infrastruktúra. Az olyan kezdeményezések, mint a Clean Hydrogen Alliance az EU-ban, amely kormányzati, ipari és tudományos szereplőket egyesít, katalizátorként szolgálhatnak a hidrogénipar felgyorsításában [17].

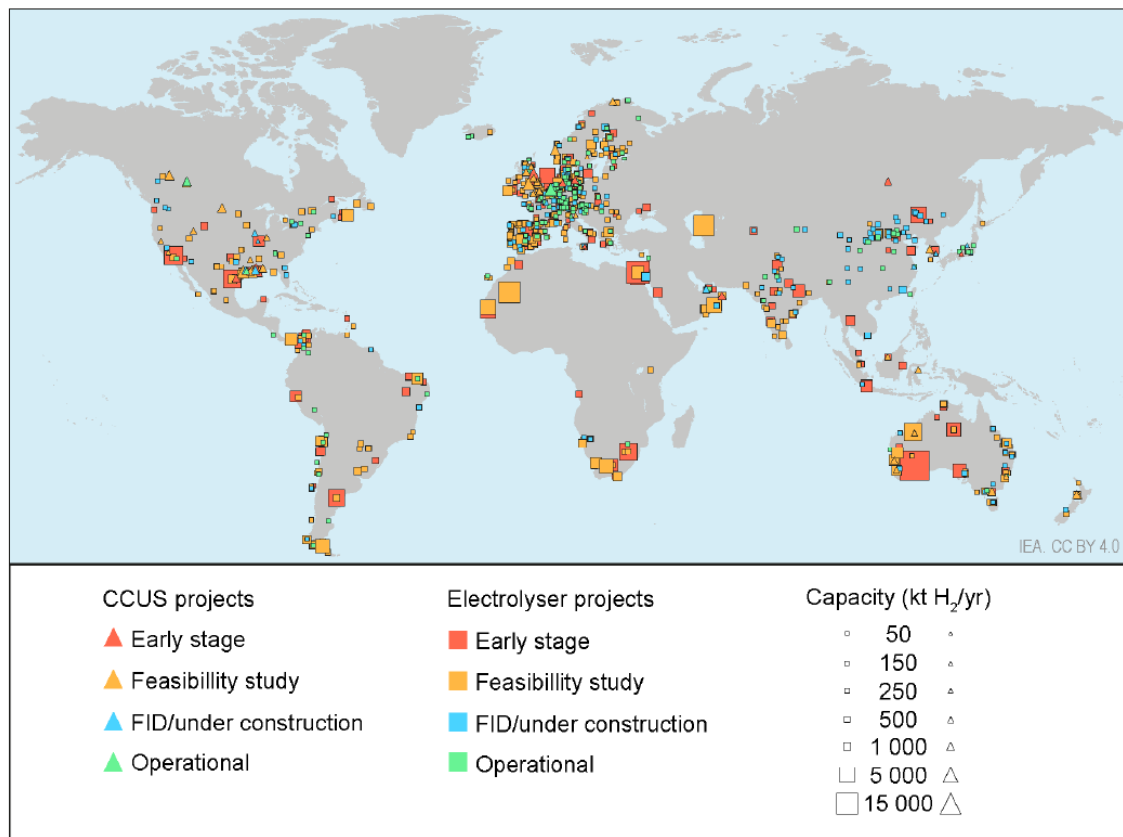
2.1. A hidrogén termelése

A hidrogén előállítására különböző technológiák használhatók. Az EU-ban a hidrogén előállításának domináns technológiája a gőz-metán reformálás (Steam methane reforming, SMR), amely a teljes globális hidrogéntermelés 59%-át teszi ki. A fennmaradó részt melléktermékként vagy szénelgázosítással állítják elő, mindkettő globálisan mintegy 20%-ot tesz ki [18]. Az EU-ban az iparilag felhasznált hidrogén 95%-a SMR-ből vagy melléktermékként származik. Amikor a hidrogént földgázból vagy fosszilis metánból SMR segítségével állítják elő, hidrogén és CO₂ keletkezik. Ha a CO₂ a légkörbe kerül, a keletkező hidrogént szürke hidrogénnek nevezzük. Ha a keletkező CO₂-t a downstream technológiák segítségével megkötik és tárolják vagy felhasználják (carbon capture and storage, CCS/ carbon capture and utilisation, CCU), a terméket kék hidrogénnek nevezik. Ez utóbbi jelenleg a globális hidrogéntermelés mintegy 0,7%-át teszi ki. A hidrogén előállításának másik technológiája az elektrolízis, amely jelenleg a globális hidrogéntermelés marginális, körülbelül 0,03%-át teszi ki. Ebben a folyamatban a vizet elektromos áram segítségével hidrogénre és oxigénre bontják. Az SMR-rel ellentétben az elektrolízis során nem keletkezik CO₂. Ha a felhasznált villamos energia megújuló energiaforrásokból származik, a hidrogén zöld címkével van ellátva [19].

Az alacsony kibocsátású hidrogén előállítására bejelentett projektek száma gyorsan növekszik. Az alacsony kibocsátású hidrogén éves termelése 2030-ban elérheti a 38 Mt-ot, ha valamennyi bejelentett projekt megvalósul, bár 17 Mt a fejlesztés korai szakaszában lévő projektekből származik. Az eddig bejelentett projektek 2030-ig történő potenciális termelése 50%-kal nagyobb, mint az IEA 2022. évi globális hidrogén-felülvizsgálatának megjelenésekor volt. Ennek a potenciális termelésnek mindössze 4%-áról született legalább végleges beruházási döntés (FID), ami abszolút értékben megduplázódott tavaly óta (közel 2 Mt-ot elérve). Ebből 27 Mt elektrolízisen és alacsony kibocsátású villamos energián, 10 Mt pedig fosszilis tüzelőanyagokon alapul, szén-dioxid-leválasztással, -felhasználással és -tárolással [20].

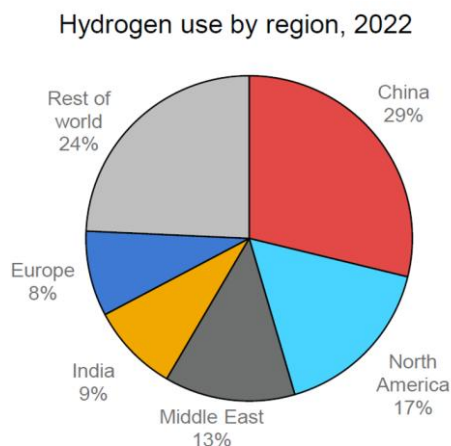
Az 1. ábrán a bejelentett alacsony emissziójú hidrogéntermelő projekteket láthatjuk, amiből megfigyelhetjük, hogy ezen elektrolizálók egy jelentős része Európában összpontosul. Jelenleg a hidrogénnel kapcsolatosan itt a legerősebb narratíva és a politikai akarat

is, a 2050-re tervezett zéró karbonkibocsátási cél miatt, így érthető a számbeli előny a világ többi régiójához képest.



1. ábra A bejelentett alacsony emissziójú hidrogéntermelő projektek térképe [20]

Az európai darabszámbeli előny nem mond el mindent, mivel 2023-as év végére kínai telepített elektrolízis-kapacitás elérte az 1,2 GW-ot - a globális kapacitás 50%-át - egy újabb világrekord méretű (260 MW) elektrolízis-projektrel, amely 2023-ban kezdte meg működését [21]. A 2. ábrán a régiók és szektorok hidrogénfelhasználását láthatjuk, amin megfigyelhetjük, hogy a legtöbb hidrogént Kína használja fel, illetve, hogy világviszonylatban Európa ténylegesen milyen részarányban van jelen a hidrogénfelhasználásban. Európában a hidrogénfelhasználás nagy csapást szenvedett el, mivel Oroszország ukrajnai inváziója által kiváltott energiaválság következtében a földgázárak meredeken emelkedtek. Számos műtrágyagyár csökkentette termelési teljesítményét, sőt az év hosszabb időszakára le is állt, ami a régióban közel 6%-kal csökkentette a hidrogénfelhasználást. Ezzel szemben Észak-Amerikában és a Közel-Keleten erős növekedés volt tapasztalható (mindkét esetben 7% körüli), ami bőven ellensúlyozta az európai visszaesést [20].



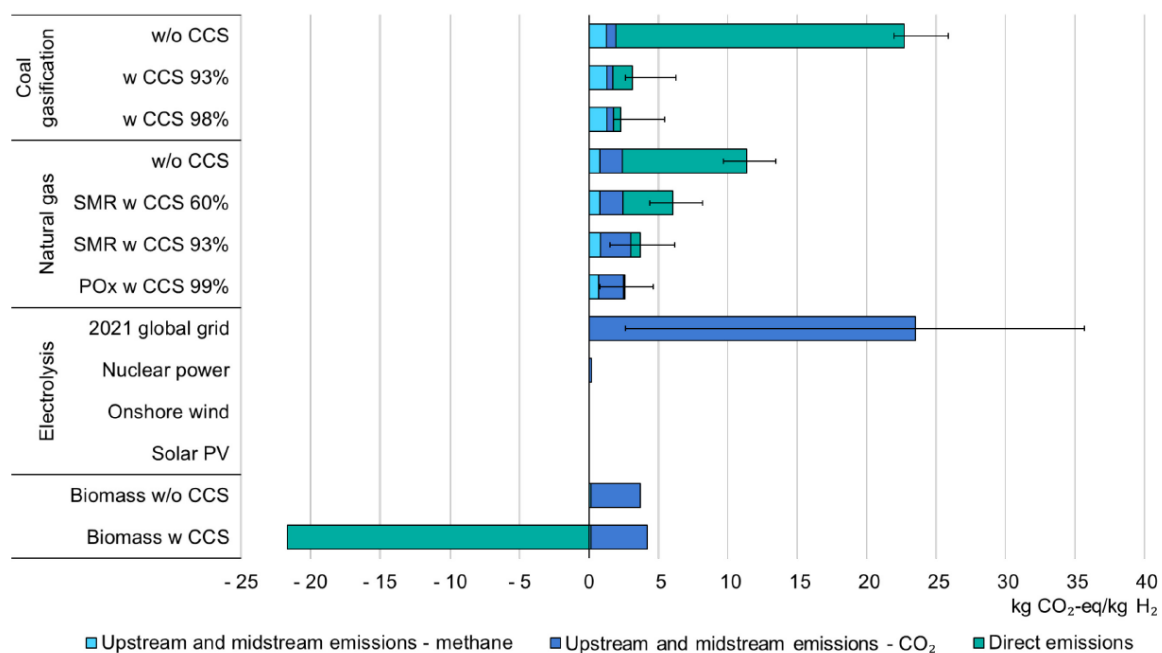
2. ábra A hidrogénfelhasználás ágazonként és régióként, a múltban és a nettó nulla kibocsátási szint szerint [20]

Ám az elmúlt évek történései nem tettek jót a hidrogéniparnak sem. Az eszközök és a pénzügyi költségek növekedtek, veszélyeztetve a projekteket, így csökkentve a kormányzati támogatás hatását a bevezetésre. Az infláció növelte a tőke- és pénzügyi költségeket, veszélyeztetve a teljes hidrogén értékláncban a projektek finanszírozását, amelyek rendkívül tőkeigényesek. Például a megújuló villamos energiából előállított hidrogén esetében a tőkeköltség növekedése a teljes projektköltséget közel egyharmadával növelheti. Számos projekt az eredeti költségbecsléseit akár 50%-kal is felfelé módosította. Az inflációs nyomások egybeestek a földgázárak közelmúltbeli csökkenésével, különösen Európában, valamint az ellátási lánc zavarai miatt, amelyek a projektek idővonalait is érintették. Ez azt jelenti, hogy a bejelentett kormányzati támogatások kevesebb projektet fognak támogatni, mint az korábban várható volt, mivel nagyobb beruházások szükségesek az alacsony kibocsátású hidrogén és a nem csökkentett fosszilis tüzelőanyag-alapú hidrogén közötti költségkülönbség áthidalásához [22].

A hidrogén iránti kereslet 2022-ben történelmi csúcsot ért el, de továbbra is a hagyományos alkalmazásokra koncentrálódik. A globális hidrogénfelhasználás 2022-ben eléri a 95 Mt-ot, ami közel 3%-os növekedést jelent az előző évhez képest, és erőteljes növekedést mutat minden fő fogyasztó régióban, kivéve Európában, ahol a földgáz árának erőteljes emelkedése miatt az ipari tevékenységet érte csapás.

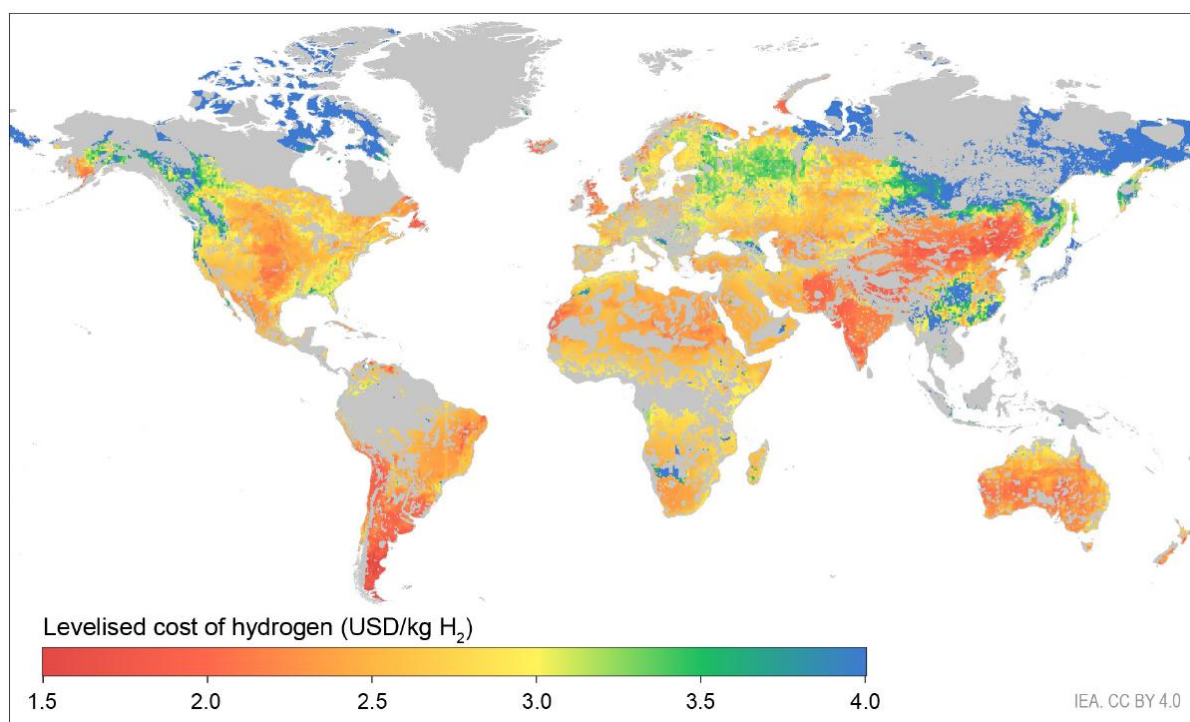
A hidrogén nem közvetlen üvegházhatású gáz, de kölcsönhatásba lép a légkörben lévő más vegyületekkel, és befolyásolja az üvegházhatású gázok közül a metán, a troposzférikus ózon és a sztratoszférikus vízgőz koncentrációját. Bár a hidrogén nem rendelkezik az IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change- Kormányközi Éghajlatváltozási Testület) által meghatározott globális felmelegedési potenciállal (GWP), a legújabb tudományos becslések szerint a hidrogén GWP-je öt szakirodalmi tanulmányban közzétett GWP-becslések tartománya 100 éves időtávlatban 3,3-12,8-ról 7,1-9,3-ra szűkült. A hidrogénnek rövid a légköri élettartama, és a becslések szerint a globális felmelegedési potenciálja 20 éves távlatban több mint háromszorosa lenne a 100 éves hatásnak. [23]. Tekintettel a hidrogén kis molekulatömegére, nagy diffúziós képességére és alacsony viszkozitására, szivárgás az egész értékláncban előfordulhat, a szállítás és a tárolás jelent nagyobb kockázatot. A hidrogénszivárgásra vonatkozó mennyiségi információk azonban továbbra is korlátozottak.

A 3. ábrán látható, hogy az elektrolizálók a széndioxid kibocsátásuk alapján tudják felvenni a versenyt a hagyományos előállítási technológiákkal szemben megújuló, vagy nukleáris forrásból működtetve. Ha a globális villamosenergia rendszerrel vizsgáljuk a működésüket akkor nagyon magas kibocsátási értéket kapunk, de ez elég árnyalt mivel ez országonként nagyon változó az erőműparkjaik függvényében. Ezt az értéket vizsgáltam a 2023-as TDK dolgozatomban [24] ami magyar viszonylatban 4,1 kg CO₂/kg H₂ lett, ha éves átlagot számoltam, ami jóval alacsonyabb, mint a globális villamos energia rendszerre kapott érték.



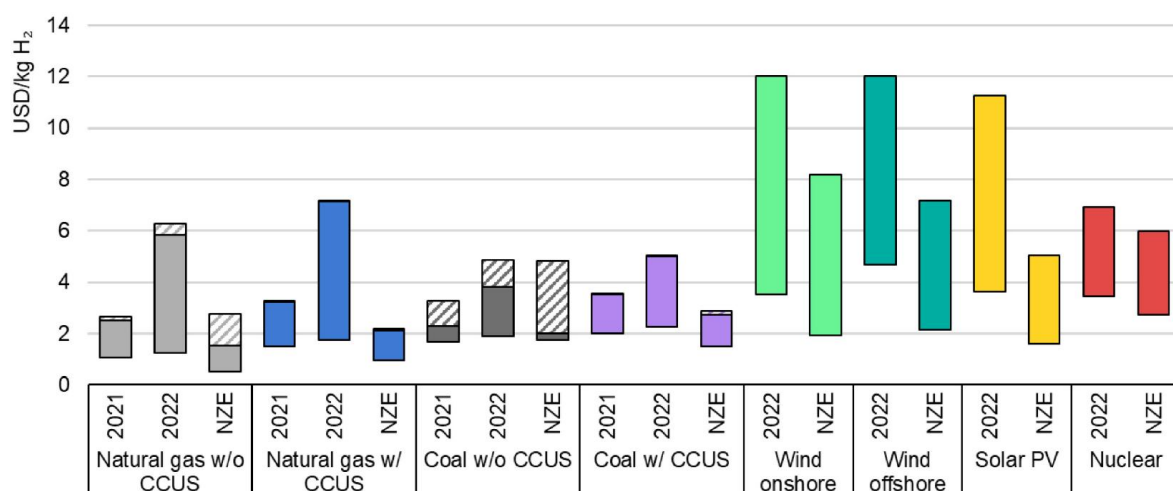
3. ábra A különböző hidrogén-előállítási módok kibocsátási intenzitásának összehasonlítása, 2021 [25]

A 4. ábrán megfigyelhetjük a hidrogén előállításának árai milyen szinten mozognak globális szinten, amiből megállapíthatjuk, hogy Európa egy erős középmezőnyben helyezkedik el.



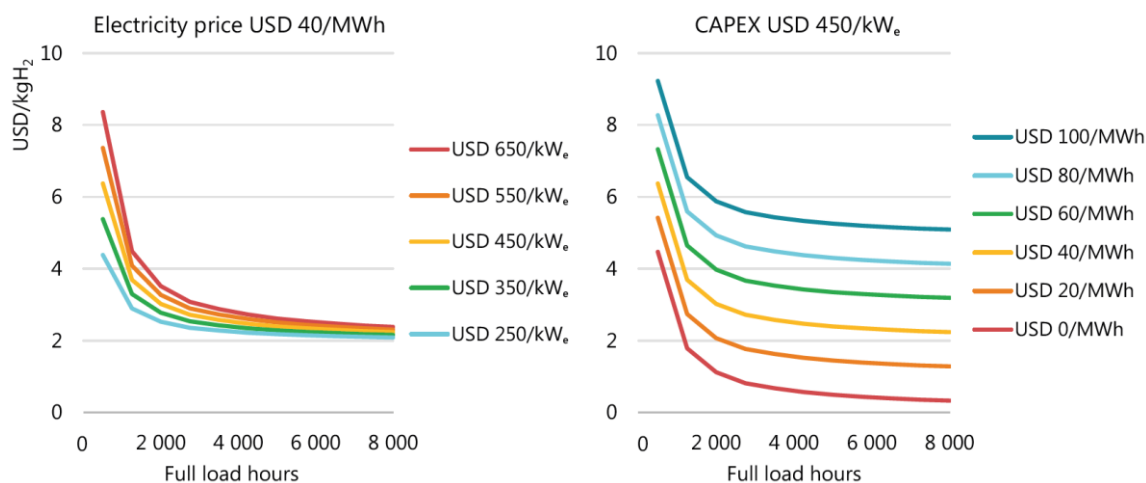
4. ábra A hidrogén előállítási költségei és a napelemes PV aránya a hibrid napelemes és szárazföldi szélrendszerekből [25]

A 5. ábrán megfigyelhetjük, hogy a napelemes és szárazföldi szélerőművi zöld előállítási formák milyen viszonyban vannak a különböző hagyományos előállítási módszer árszintjeihez hasonlítva. Ebből látszik, hogy egyelőre az elektrolizálók versenyképessége a hagyományos előállítási módokhoz képest egyelőre elég alacsony, de 2050-ra megközelítheti őket.



5. ábra A hidrogén előállításának kiegyenlített költségei technológiánként 2021-ben, 2022-ben és a nettó áron [25]

A 6. ábrán az első tanulság, amit leszűrhetünk, hogy az elektrolizálók akkor tudnak jól működni, ha egy évben minél többet tudnak üzemelni, mivel így tudják az előállítási árat és a beruházási költséget is alacsonyan tartani MWh-ként. Emellett a másik fontos dolog az a villamos energia ára, mivel ez a fő befolyásoló tényezője a működésüknek.



6. ábra A hidrogéntermelés jövőbeli kiegyenlített költségei üzemóránként különböző elektrolízisberuházási költségek (balra) és villamosenergia-költségek (jobbra) esetén. [25]

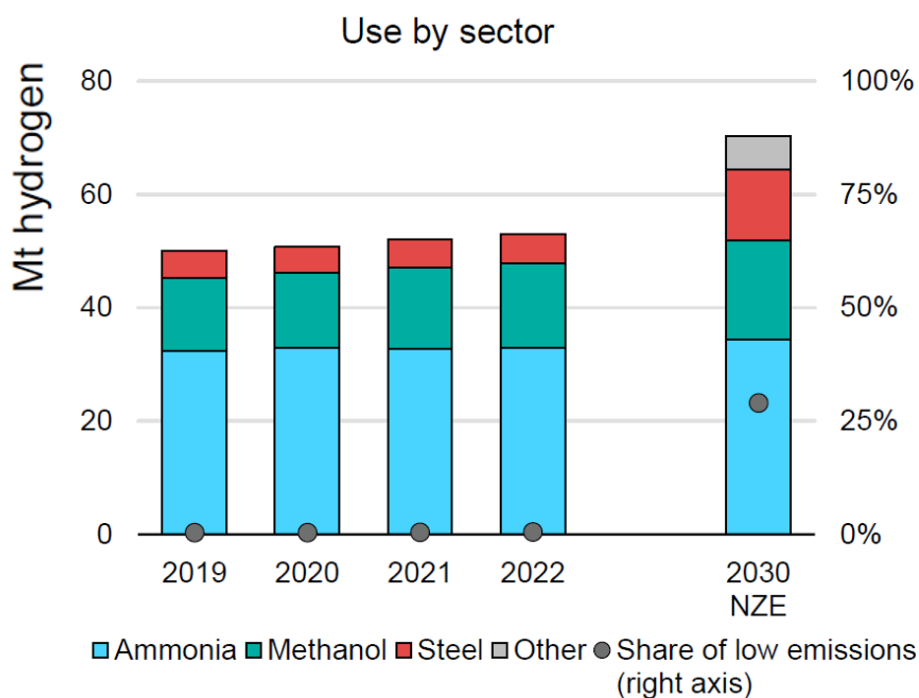
2.2. A hidrogén felhasználása

A hidrogént ma széles körben használják a finomításban, a vegyiparban (alapanyagként), az acéliparban (redukálószerként) és más iparágak speciális alkalmazásaiban. A hidrogén felhasználásának alakulását ezekben az alkalmazásokban az említett ágazatok piaci dinamikája fogja meghatározni. Elméletileg a hidrogén számos más alkalmazásban is felhasználható, alapanyagként, redukálószerként és üzemanyagként is [26]. A hidrogént ezekben az alkalmazásokban eddig nem használták nagy mennyiségben, vagy azért, mert nem versenyképes a hagyományos fosszilis tüzelőanyagokkal és más alacsony kibocsátású technológiai alternatívákkal szemben, vagy azért, mert a végfelhasználási technológiák még nem érték el a kereskedelmi érettséget. A szén-dioxid-mentesítésre irányuló erőfeszítések azonban várhatóan ösztönözni fogják a hidrogén használatát néhány ilyen új alkalmazásban, különösen olyan ágazatokban, ahol a kibocsátást nehéz csökkenteni, és más alacsony kibocsátású technológiák nem állnak rendelkezésre vagy nagyon nehéz megvalósítani [27].

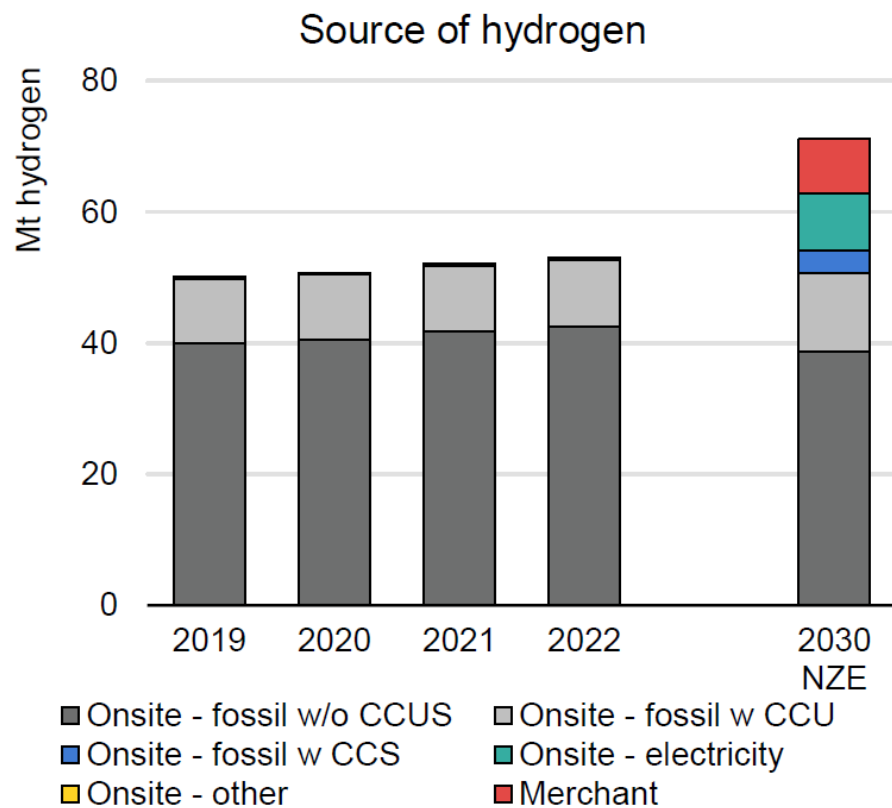
A közlekedésben a hidrogénalapú üzemanyagok (például ammónia vagy szintetikus szénhidrogének) előállításánál, vagy a bioüzemanyagok feljavításánál is alkalmazható. Új használati mód lehet még a hidrogén redukálószerként való felhasználása a 100%-ban hidrogénnel működő közvetlenül redukált vas (direct reduced iron-DRI) gyártásánál [26]

. Emellett felhasználható lenne a magas hőmérsékletű ipari fűtésnél, valamint a villamos energia tárolása és előállítása során.

A 7. ábrán láthatjuk, hogy a hidrogénfelhasználás túlnyomó többségét az ammónia-gyártáshoz használják fel, bár a metanol és az acélgyártásnak is egészen nagy éves hidrogénigénye van. Emellett megfigyelhetjük azt is a 8. ábrán, hogy túlnyomó részt fosszilis technológiából kerülnek megtermelésre ezen mennyiségek, valamint, hogy a szén-dioxid-leválasztás és hasznosítás csak kevés szerepet kap. Ezen kívül érdekes tény, hogy a további kétfajta mód, a szén-dioxid-leválasztás és -tárolás és a villamos energia segítségével előállított hidrogén mennyisége olyan elenyésző, hogy az ábrán szinte meg sem jelennek.



7. ábra Hidrogénfelhasználás ipari ágazatonként [20]



8. ábra Hidrogénforrások az iparban [20]

A közlekedési ágazat a globális energiapiac egyik legnagyobb üzemanyag-fogyasztójaként ismert. A hidrogén a fenntartható közlekedés ígéretes üzemanyagává válhat, mivel tiszta kényelmes, energiát biztosíthat. A hidrogén egy opció lehet és potenciális megoldást jelenthet ebben a szektorban, ahol közvetlenül (a hidrogént a járművekben tárolják) vagy közvetve (a hidrogént szintetikus üzemanyaggá, például benzinné, gázolajjá, metanollá vagy ammóniává alakítva) használják fel. A hidrogén, mint energiahordozó minden közlekedési eszköz számára előnyös lehet. Számos jellemző előnye miatt, mint például az energiasűrűség, a könnyű szállíthatóság, a tiszta és megújuló üzemanyagokból történő előállítási módszerek széles választéka, nulla vagy minimális kibocsátással.

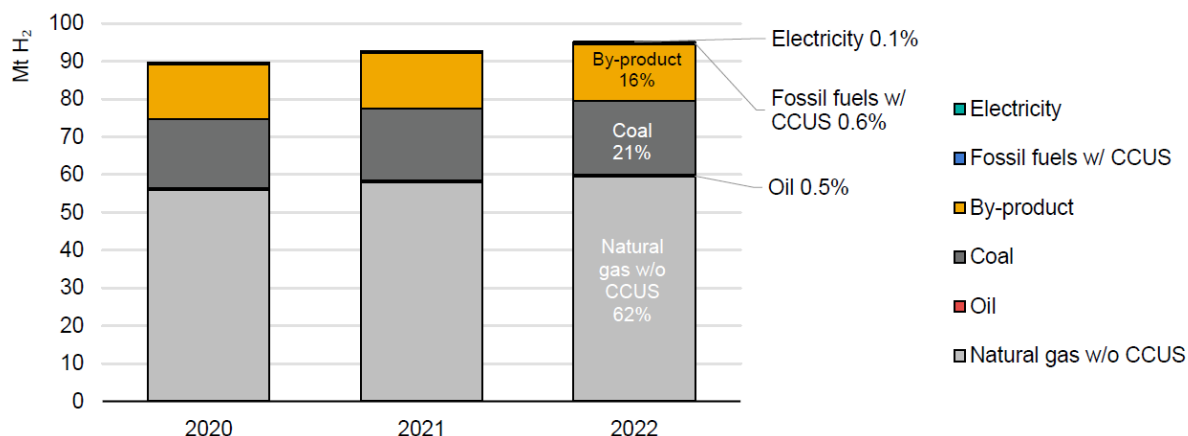
Ezen alkalmazási formák nagy potenciállal bírhatnak a jövőben, ha a technológiák tovább fejlődnek és csiszolódnak, az árszintjeik a megfelelő mértékre csökkennek, valamint egyéb megoldatlan problémák elhárítása megtörténik. Ha ezek a felvetülő kérdések megoldódnak akkor jobban el tudnak majd terjedni a mostani alacsony szinthez képest

2.3. A villamos energia és a hidrogén kapcsolata

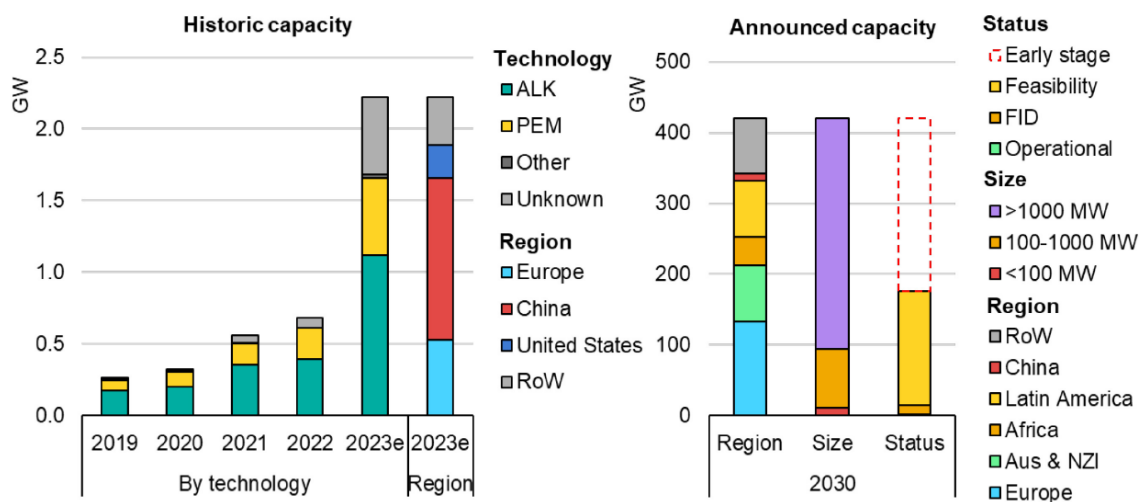
Irodalomkutatásom egyik nagy felfedezése a következő volt. A hidrogén, mint üzemanyag az energiaszektorban ma gyakorlatilag nem létezik, részesedése a globális villamosenergia-termelésben kevesebb, mint 0,2% (és nagyrészt nem tiszta hidrogénből, hanem acélgyártásból, finomítókából vagy petrokémiai üzemekből származó hidrogéntartalmú vegyes gázokból). A tiszta hidrogén villamosenergia-termelésre történő felhasználására szolgáló technológiák ma már kereskedelmi forgalomban kaphatók, az üzemanyagcellák, a belső égésű motorok és a gázturbinák egyes típusai képesek hidrogénben gazdag gázokkal vagy akár tiszta hidrogénnel működni. A hidrogén ammónia formájában történő felhasználása egy másik lehetőség a villamosenergia-termelésre. Az ammónia széntüzelésű erőművekben történő együttes tüzelését Japánban és Kínában már sikeresen kipróbálták. Az ammónia a gázturbinák üzemanyagává is válhat. A 100%-os ammónia közvetlen felhasználását sikeresen demonstrálták egy 2 MW-os gázturbinában 2022-ben Japánban, és jelenleg is folynak erőfeszítések egy 40 MW-os gázturbina kifejlesztésére [20].

A közpolitikák támogatásán túlmenően elengedhetetlen a finanszírozás mozgósítása az alacsony kibocsátású hidrogénprojektek finanszírozásának megkönnyítése érdekében. Az egyik lehetőség a szén-dioxid-kreditpiacok kihasználása. A szén-dioxid-kreditek kiegészíthetik az alacsony kibocsátású hidrogénkezdeményezések egyéb finanszírozási forrásait, hasonlóan ahhoz, ahogyan ez a közvetlen levegőleválasztási és -tárolási projektek esetében történik. Azonban 2023 augusztusáig nem áll rendelkezésre alacsony kibocsátású hidrogén által kibocsátott szén-dioxid-kibocsátási kredit, mivel a hidrogén előállításából, szállításából és felhasználásából származó üvegházhatásúgáz-kibocsátás értékelésére nincs olyan, világszerte elfogadott szabványos módszertan, amely referenciaként szolgálhatna egy szabványos akkreditálási módszertan kidolgozásához [20].

A 9. ábrán láthatjuk, hogy a globális hidrogéntermelésnek az elektrolizálókból származó aránya 0.1 % ami a narratívákhoz képest rettentően alacsony. Az elektrolizálók beépített kapacitása és a bejelentett projektek száma az elmúlt években gyorsan nőtt. A 2022 óta mintegy 600 projektet jelentettek be, amelyek együttes kapacitása meghaladja a 160 GW-ot. 2022 végére a hidrogén előállítására szolgáló globális telepített vízelektrolízis-kapacitás megközelítette a 700 MW-ot, ami 20%-os növekedést jelent az előző évhez képest. A 10. ábrán megfigyelhetjük, hogy a 2022-es kapacitási értéket sikerült több mint háromszorosára fejleszteni, ami egy nagy eredmény [20].



9. ábra Hidrogéntermelés technológia szerint [25]



10. ábra Globális elektrolíziskapacitás technológia szerint [25]

2.4. A Zöld és a kék hidrogén előállítási versenye

A gőz-metán reformálás (SMR) jelenleg a legelterjedtebb hidrogén-előállítási technológia, amely a termelés nagyjából felét teszi ki világszerte. A szénelgázosításban (CG) a fekete- és a barnaszén is gyakran használt alapanyag, de ez kisebb részben van jelen a piacon, így a dolgozatomban nem lesz szó róluk.

A fosszilis tüzelőanyagok felhasználásával előállított hidrogén üvegházhatású gázok (ÜHG) kibocsátásával jár, még akkor is, ha szén-dioxid-leválasztást és -tárolást (CCS) alkalmaznak. Ezzel szemben az elektrolízissel és zero kibocsátású villamos energiával

előállított hidrogén nem okoz üvegházhatású gázkibocsátást. A "tisztá" hidrogén használatát támogató számos ország a két technológiát egy kategóriába sorolja. A közelmúltban készült tanulmányok és stratégiák összehasonlították ezeket a technológiákat, jellemzően magas szén-dioxid-leválasztási arányt feltételezve, de nem vizsgálták a diffúz kibocsátások és az alacsonyabb leválasztási arányok hatását az összkibocsátásra és a költségekre. A gáz- vagy szénelapú hidrogéngyártó rendszerek kibocsátása még CCS alkalmazásával is jelentős lehet, és a CCS költségei magasabbak a gyakran feltételezetténél. A szén-dioxid-kibocsátás elkerülésének költségei a magas leválasztási arányok esetében jelentősek. 22-46 USD/tCO₂ szén-dioxid-árra lenne szükség ahhoz, hogy a fosszilis tüzelőanyagokból CCS-szel előállított hidrogén versenyképes legyen a CCS nélküli fosszilis tüzelőanyagokból előállított hidrogénnel szemben. Ugyanakkor vannak arra utaló jelek, hogy a megújuló energiával történő elektrolízis a közeljövőben olcsóbbá válhat, mint a fosszilis tüzelőanyagokból CCS-szel előállított lehetőségek. A hidrogénellátási láncok fosszilis tüzelőanyagokra alapozott létrehozása, ahogyan azt számos nemzeti stratégia előírja, összeegyeztethetetlen lehet a dekarbonizációs célokkal, és növelheti az átállási kockázatot [13].

A szén-dioxid-leválasztás kiforrott technológia, amelyet számos iparágban alkalmaznak, de a költségek és a CO₂-kibocsátás csökkentésének lehetőségei igen eltérőek, és egyes esetekben nehezen meghatározhatóak. A leválasztott CO₂ mennyisége nem csak attól függ, hogy a folyamat során hogyan és hol történik a CO₂ leválasztása, hanem attól is, hogy mi történik vele a leválasztás után. A világszerte jelenleg működő 21 nagy CCS-üzem több mint háromnegyede a leválasztott CO₂-t később a fokozott olajkitermelésre használja fel, ami azt jelenti, hogy a leválasztás költségeit részben ellensúlyozhatja a CO₂ értékesítése. A CCS-szel ellentétben azonban a szén-dioxid-leválasztás és -felhasználás (CCU) ezen típusa a CO₂ jelentős mértékű újbóli légkörbe történő kibocsátását eredményezheti. A CCS szén-dioxid-kibocsátás elkerülésének költségei a leválasztási eljárás típusától függnének, és magukban foglalják a leválasztott CO₂ szállítását és tárolását, ami erősen üzemspecifikus, valamint a leválasztási arányok ellenőrzését és nyomon követését, illetve az esetleges metán- vagy CO₂-szivárgást. Az USA-ban a hidrogéngyártás kibocsátási intenzitásának nemrégiben végzett elemzése a metánszivárgás magas arányát és a metán 20 éves globális felmelegedési potenciálját vette figyelembe. E feltételezések

mellett a hidrogén földgázból történő előállítása CCS-szel több üvegházhatású gázt szabadíthat fel, mint a földgáz közvetlen elégetése [28].

A zöld hidrogén költségcsökkenése ellenére bizonytalan, hogy mikor érik el a kék hidrogénnel való költségaritást. A technológiai költségeken, a villamos energia és a földgáz árán túl a hidrogén versenyképességét egyre inkább a szén-dioxid-kibocsátás költségei vagy az életciklus során keletkező kibocsátással kapcsolatos szabályozás fogja meghatározni. Azokban a régiókban, ahol a földgázárak továbbra is lényegesen magasabbak (~40 EUR/MWh), mint az energiaválság előtt, ez az ablak szűk, vagy már bezárult. Bár a kék hidrogén potenciálisan áthidalhatná a zöld hidrogén hiányát, a kék hidrogén versenyképességének kezdetével és végével kapcsolatos bizonytalanságok akadályozhatják a beruházásokat. Ezzel szemben azokban a régiókban, ahol a földgáz ára ≤ 15 EUR/MWh-ra csökken, a kék hidrogén legalább 2040-ig versenyképes maradhat, amennyiben szigorú CO₂-leválasztás (>90%) és elhanyagolható metánszivárgási arány (<1%) érhető el. A jövőbeni zöld hidrogén előállítási költségei várhatóan szintén régiófüggő tartományt fognak mutatni, ami a regionális megújuló villamosenergia-költségektől vagy -áraktól, az ellátási lánc jellemzőitől (pl. hálózatra kapcsolt vagy hálózaton kívüli villamos energia, szállítási költségek) és a technológiai fejlesztésektől függ. Miközben egyetértés van abban, hogy az elektrolízisberendezések méretének növelése, a sorozatgyártás kialakítása és a megújuló energia árának zuhanása jelentősen csökkenteni fogja a zöld hidrogén költségeit, az időzítés és a hosszú távú alapköltségek tekintetében eltérőek az értékelések. Ahhoz, hogy a zöld és a kék hidrogén felvegye a versenyt a földgázzal, valószínűleg jelentős politikai támogatásra van szükség legalább 2035-ig. Ha a kék hidrogént alacsony leválasztási arány vagy magas metánszivárgás mellett állítják elő, akkor sem a földgázzal, sem a zöld hidrogénnel nem tud versenyezni. Magas földgázárak esetén a kék hidrogén versenyképességi ablaka bezárul a zöldével szemben, még a nagy mértékű leválasztás és alacsony metánszivárgási arány esetén is, viszont alacsony földgázárak esetén jelentős verseny alakulhat ki [29].

2.5. Magyarország jelenlegi helyzete

A hidrogén már most is fontos szerepet játszik Magyarország ipari ágazatában. 2020-ban az ország 160 000 tonna hidrogént használt fel, amit a műtrágyagyártás (115 000 tonna), az olajfinomítás (25 000 tonna) és a vegyipar (20 000 tonna) hajtott. Ezek az ipari

szereplők jelenleg a Pétfürdői műtrágyagyárban, a százhalombattai Duna-finomítóban és a kazincbarcikai vegyipari üzemben fogyasztanak metánapú hidrogént. Az ország Nemzeti hidrogénstratégiája [30] azt javasolja, hogy ezt az igényt az áramló karbonintenzív szürke, karbonmentes kék, és a karbonsemleges zöldhidrogén kombinációjával kell kielégíteni, két "hidrogéntér" kialakításával: az "északkeleti hidrogéntér" és a "dunántúli hidrogén ökoszisztéma". Az egyik a meglévő nehéz-, petrokémiai- és vegyiparon alapul, míg a másik a műtrágyagyártás és olajfinomítás, valamint a vasmalom (Dunaújváros) és a cementgyártó létesítmények (Beremend és Királyegyháza) potenciális keresletére épül. Ezek a nyersanyagforrások párosulhatnak a Paksi Atomerőmű által termelt villamos energián és a zöld áramon alapuló vízellátással, lehetővé téve egy teljes ökoszisztéma kialakulását [30], [31].

Habár Magyarország hamar kapcsolódott be a hidrogénes technológiák bevezetésének a gondolatába, a Hidrogénstratégia megalkotásával és a NEKT-ben szereplő hidrogénes részekkel, a 2022-es választásokat követően és a globális energiaválság kialakulásával a kormány feloszlatta a Innovációs és Technológiai Minisztériumot am alatt addig futottak ezek a projektek, és létrehozta az önálló Energiaügyi Minisztériumot, miközben a hidrogénalapú ökoszisztéma fejlesztésével kapcsolatos feladatokat a Kulturális és Innovációs Minisztériumba, az Építésügyi és Közlekedési Minisztériumba, valamint a Gazdasági Fejlesztési Minisztériumba helyezte át. A hidrogénnel kapcsolatos kérdések, amelyek elsősorban az energia-, az innováció, az oktatási, az infrastrukturális, a közlekedési, a gazdasági és a fejlesztéspolitikai kérdéseket érintik, a minisztériumok között széttagolódnak, ami végső soron lassítja a technológia bevezetését [31].

Ennek ellenére itthon is folynak a hidrogénnel kapcsolatos projektek. Szegeden kilenc egyetem és kutatóintézet konzorciuma 17 millió eurós projektet nyert a "Nemzeti Megújuló Energiák Laboratóriumának" létrehozására, amely a hidrogénteknológiák és a szén-dioxid-leválasztás és -hasznosítás (CCU) előtérbe helyezésével foglalkozik. Az Akvamarin pilot projekt részeként a Magyar Földgáztároló Zrt. 2023 második negyedévében üzembe helyezte a 2 MW összteljesítményű (2 db 1 MW-os egységből álló) elektrolizáló berendezést, valamint a hidrogén átmeneti tárolására szolgáló, mintegy 18 000 m³ kapacitású puffer tartályokat. A kísérleti berendezésen már megkezdődött a próbaüzem, amelyet különféle kutatások és mérések kísérnek. A földgázba történő hidrogén bekeverésé-

vel kapcsolatos vizsgálatok több egyetem együttműködésével zajlanak [32]. A Bükkábrányi Energiapark a Szegedi Tudományegyetemmel együttműködve egy 1 MW teljesítményű PEM típusú elektrolizálót épített, amely kizárólag napenergiát felhasználva állít elő zöld hidrogént [33]. Magyar viszonylatban a legújabb fejlemény az volt, hogy a MOL-csoport 2024. áprilisában átadta Kelet-Közép-Európa legnagyobb, 10 megawattos kapacitású zöld hidrogénüzemét Százhalombattán. A 22 millió eurós beruházás révén fenntarthatóbbá válik az üzemanyaggyártás, és az üzem évente 25 000 tonnával csökkenti a Dunai Finomító szén-dioxid kibocsátását. Az új technológia lehetővé teszi a MOL számára, hogy évente 1 600 tonna tiszta, karbonsemleges zöld hidrogént állítson elő, ezzel egy új korszakot nyitva a hidrogéngazdaság területén. [34].

3. ADATOK ÉS MÓDSZEREK

Irodalomkutatásaim során arra a következtetésre jutottam, hogy a legmegfelelőbb módszer a magyar és a környező országok villamosenergia-rendszerének megépítésére, és ebbe a tervezett hidrogén rendszer modellezésére egy olyan szoftver használata, amely órás felbontásban képes több energiapiacot (villamos energia, hidrogén) modellezni. Az Energy Exemplar PLEXOS nevű szoftvere maradéktalanul megfelel ezeknek a paramétereknek, ezért ezt a programot választottam. A PLEXOS-t a nemzetközi irodalomban könnyű, közepes és nehéz tehergépjárműveknél, amelyek az elektrolízis rendszereket használják hidrogénfeltöltési igény szimulálására [35], a zöld hidrogén előállításának versenyképességének vizsgálatára Szaúd-Arábiában és Németországban [10], Egyiptom 2050-ig tartó energiamixének hosszú távú műszaki-gazdasági elemzésére [36] és hidrogéntermelés kontextusában villamosítás műszaki-gazdasági hatásait értékelésére az EU-ban 2050-re a [11] is használták kutatók.

A PLEXOS lehetővé teszi, hogy minden adatfolyamot bármilyen részletességgel egy-egy egyes energiamodellező és előrejelző platformban egyesítsünk. Magas teljesítményű szimulációs képességével zóna- és csomóponti energiamodelleket elemez, a hosszú távú beruházástervezéstől kezdve, a középtávú operatív tervezésen át egészen a rövid távú, óránkénti és órán belüli piaci szimulációkig. E tulajdonságai miatt ideális választás a kutatás-somhoz. A kutatásomban a 2030-as évre alkalmaztam a szoftvert 1 órás időléptékű szimuláció elvégzésére. A modellem időtávja 1 év, amelyet a program napi lépésekben old meg. Az optimalizáció figyelembe veszi az adott nap előtti és utáni 24 óra eseményeit, és ezek alapján oldja meg a problémát.

3.1. A szoftver bemutatása

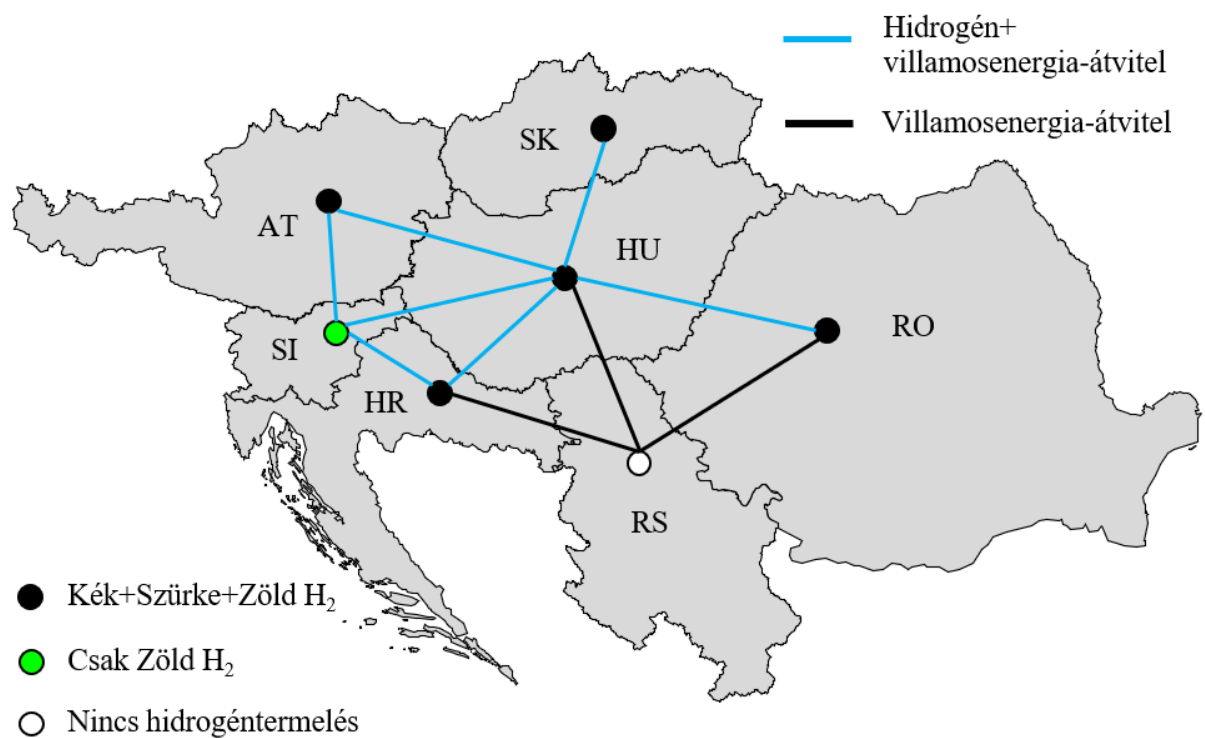
Ezt a szoftvert előző TDK dolgozatom során is használtam, így már nem volt ismeretlen számomra, de ebben a fejezetben szeretném leírni a főbb tulajdonságait. A PLEXOS egy globálisan elismert kereskedelmi szoftver a villamosenergia-, gáz-, valamint vízrendszerek modellezéséhez, amely lehetővé teszi a villamosenergia-piaci szimulációk létrehozását. Ez a modell determinisztikus, vegyes egészértékű optimalizáláson alapul, és a

villamosenergia-termelés várható költségeit igyekszik folyamatosan minimalizálni különböző paraméterek figyelembevételével. Ide tartozik például a hatásfok, a minimális stabil termelési szint, a fel- és leterhelési sebesség, a változó üzemeltetési költség, az üzemanyag ára és fűtőértéke.

A szoftver az energiapiacot többféle időbeli felbontással képes modellezni, melyet a felhasználó határoz meg, az órás intervallumtól egészen a perces felbontásig. A kutatásban 1 órás időléptékű szimulációt alkalmaztam, és a modell egy év időtávot ölel fel, napi lépésekben megoldva. Az optimalizáció figyelembe veszi az adott nap előtt és után történt 24 óra eseményeit, így oldja meg a problémát.

3.2. A vizsgált országok adatai

A kutatásban Magyarország (HU) villamosenergia-rendszerén kívül a következő országok rendszereit modelleztem: Ausztria (AT), Szlovákia (SK), Románia (RO), Szerbia (SR), Szlovénia (SI) és Horvátország (HR) 2030-ra. Ukrajna villamosenergia-rendszere a jelenleg is zajló orosz-ukrán háború miatt kimaradt a modellezésből, mivel az elmúlt évben helyzete rettentően bizonytalanná vált, így nehezen prediktálható az ukrán villamosenergia-rendszer jövője. A modellem hidrogénpiaci részéhez is ugyan ezeket az országokat vizsgáltam Szerbia (SR) kivételével, mivel irodalomkutatásom során nem találtam elégséges adatmennyiséget az ország 2030-as hidrogéntermelési előrejelzéseivel, kapacitásaival, valamint a hidrogénfelhasználás várható értékével kapcsolatban. Az országok közötti hidrogénáramlás olyan módon lett definiálva a modellben, hogy azok ugyan olyan irányban tudjanak áramolni az országok között, mint a határkeresztező villamos energia kapacitások, csak itt korlátok nélkül, mivel ez egy egyelőre nem létező rendszer. Fontos megjegyezni, hogy a hidrogén átviteli hálózaton nem állítottunk be átviteli árakat, mivel nem lehet tudni, hogy ez a jövőben milyen módon valósulhat meg. Az országok közötti hidrogén átvitel történhet közúti, vasúti vagy tengeri, illetve folyón történő tartályos szállítással cseppfolyós vagy komprimált gázhalmazállapotban és csővezetékkel is, de még mindkettő esetében rengeteg kérdés merül fel [37], [38]. A modellem elrendezését a 11. ábrán szemléltetem.



11. ábra A villamosenergia- és hidrogénrendszer elrendezése a modellben

3.3. A villamosenergia-hálózatra modellezési környezet bemutatása

A modellemben az országok egy-egy régióhoz rendelt csomópontként (nódus) jelennek meg, amelyhez a villamosenergia-termelő generátorokat primer energiahordozók szerint csoportosítottam. Az országok közötti határkeresztező kapacitást minden országpár esetében egy-egy határmetszéki vezeték jelképezi. Ezáltal lehetőség nyílik az országokhatárok közötti villamosenergia-kereskedelem modellezésére. Ezeken a vezetékeken korlátozva van az áram maximális és minimális áramlása az országok közötti aggregált határkeresztező kapacitások függvényében. Az erőművek karbantartásait és váratlan kieséseit nem vettem figyelembe, mivel ehhez minden ország összes erőművére kiterjedő adatbázis lenne szükséges. Ahhoz, hogy a PLEXOS rendszerén belül megfelelően tudjam modellezni Magyarország és a környező országok villamosenergia-rendszerét számtalan adatot szükséges bevinni a szoftverbe. Ezen adatok a fogyasztás, erőművek beépített kapacitásai, határkeresztező kapacitások, erőművek műszaki- és gazdasági paraméterei (minimum stabil szint, üzemanyagár, változó üzemeltetési és karbantartási költség, fel-, és leterhelési idő, minimum futási, illetve állási idő, valamint a nem szolgáltatott villamos

energia ára voltak. A modellezett országok jövőbeni villamosenergia-rendszereire vonatkozó adatokat témavezetőim - Bíró Bence és Prof. Dr. Aszódi Attila publikációjából [39] szereztem be.

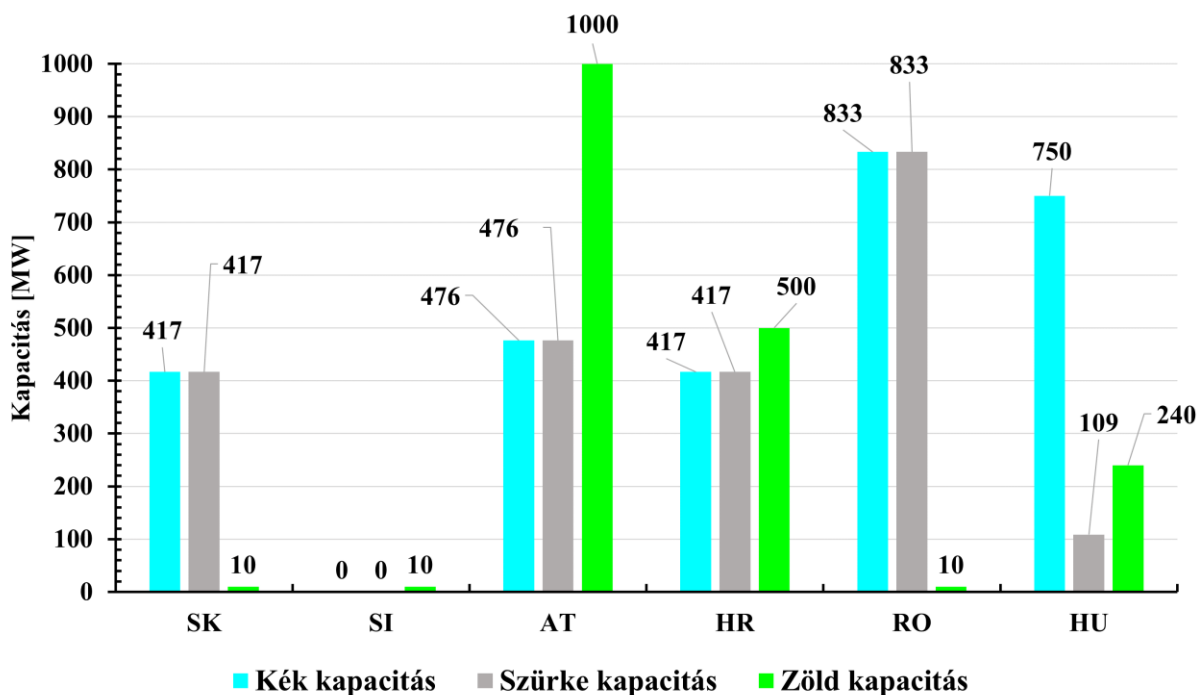
3.4. A hidrogéntermeléséhez szükséges modellezési környezet

A PLEXOS rendszerben lehetőség van a hidrogéninfrastruktúra integrálására a villamosenergia-rendszerbe. A hidrogénrendszer felépítésére a Gas csoport bekapcsolásával is lehetőségünk nyílik, viszont ezt, ezen dolgozat keretein belül egy másik módszerrel, az Universal csoportal valósítottam meg. A PLEXOS univerzális modellje nagy teljesítményű, és egyszerűbb vele dolgozni, mivel bármilyen folyamatot definiálhatunk vele a megfelelő paraméterek megadásával. Meghatározhatjuk benne a saját létesítményosztályainkat, és az igényeinek megfelelően specializálhatjuk azokat. Ezen létesítmények lehetnek ammóniagyártó gyárak, elektrolizálók, víztisztítók, vagy hőhasznosító üzem. Egy folyamat egy vagy több árucikk-bemenetet vehet fel, és egy vagy több árucikk-kimenetét alakítja őket. Az átalakítási folyamat adott hatékonysággal és (opcionálisan) kapacitással rendelkezik. A Hatékonyság és a Kapacitás tulajdonságok az elsődleges bemenet és az elsődleges kimenet kapcsolatán alapulnak. Amennyiben vannak másodlagos inputok vagy outputok, azok fogyasztása és termelése az elsődleges folyamat arányain alapul, ahelyett, hogy külön-külön hatékonysággal rendelkeznének.

Ezen objektum segítségével építettem meg a szürke és a kék hidrogéntermelő objektumokat [40]. A modellben a szürke termelési módot metán gőzreformációjával előállított hidrogéntermelő üzemnek definiáltam [13]. A kék termelési módot szintén metán gőzreformációjával előállított hidrogéntermelő üzemként (Steam Methane Reforming with CCS) építettem meg, ahol a kibocsájtott szén-dioxid egy részét szén-dioxid-leválasztás és -tárolási eljárással csökkentik. Jelen technológiával a CO₂-t egy SMR-erőműben 56-93% közötti teljes elkülönítési aránnyal lehetne megkötni, amiből egy konzervatívabb 75%-os megkötést vettem alapul a modellemben [29]. Ez a modellben annyit jelent, hogy a kék előállítási mód 75%-kal kevesebb szén-dioxidot bocsájt ki, mint a szürke előállítási mód, amellet, hogy kicsit más paraméterekkel rendelkeznek. Az elektrolizálók megalkotására a Power2X objektumot használtam a rendszerben, mivel ezen objektum előre van definiálva a programban, így egyszerűbb vele dolgozni, mintha ezeket is külön létesítmé-

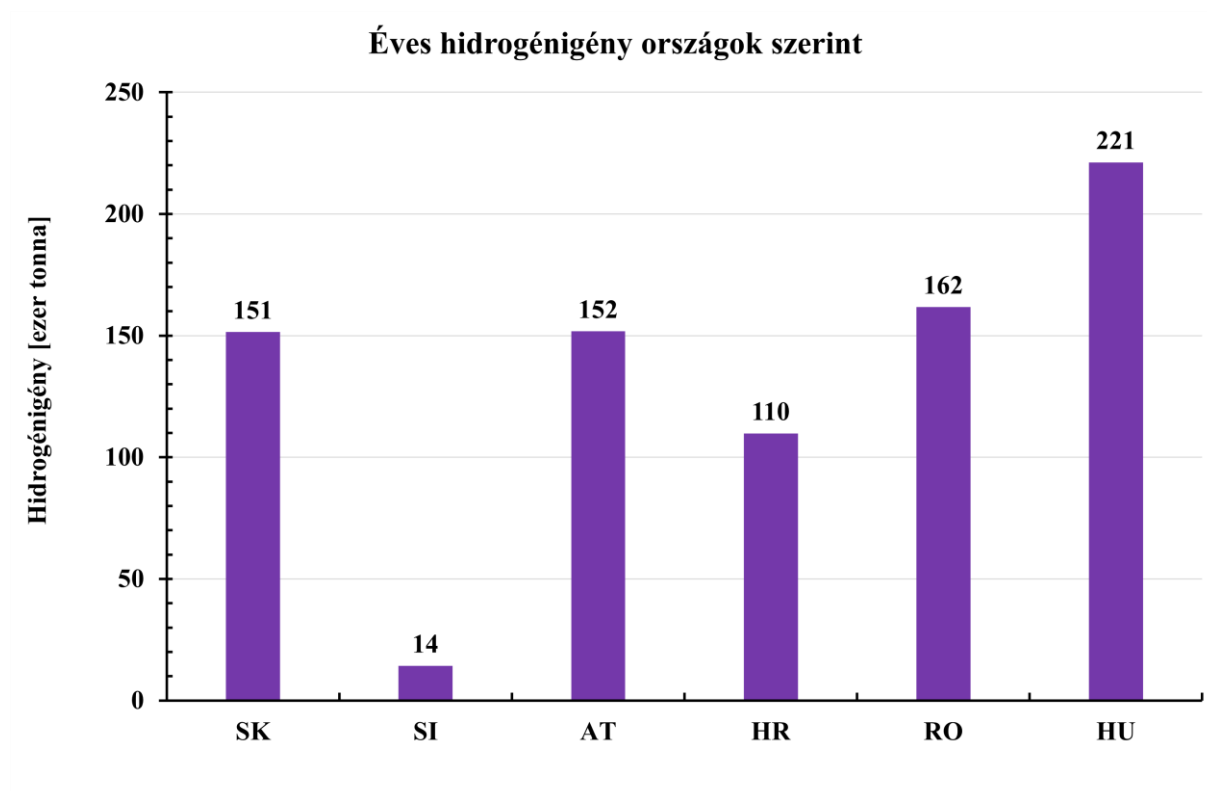
nyek definiálásával alkottam volna meg. Az irodalmakban a zöld hidrogén definíció szerint megújuló forrásból előállított hidrogén elektrolizáló segítségével, viszont az én modellemben, mivel a villamosenergia-hálózatról vannak megtáplálva, így ezen összeállításban az arany hidrogén kategóriába lenne sorolva, viszont az egyszerűség kedvéért továbbiakban csak zöld hidrogénként hivatkoznék ezen előállítási módra [40]. A dolgozatomban csak a polimer elektrolit membrán (PEM) típusú elektrolizáló berendezéseket vizsgáltam, mert bár napjainkban a lúgos (AEC) típusúak elterjedtebbek, de különböző tulajdonságaik miatt a PEM-eknek valószínűsíthetően nagyobb részaránya lesz a jövőben. A kisebb rend-szerméret miatt alkalmasabb városi területeken, ezenkívül gyorsabban indítható, így alkalmas a megújuló villamos energia túlkínálatának lekötésére [40]. Ha később a hidrogénre nyomás alatt lévő formában lenne szükség a felhasználáshoz vagy tároláshoz, a nagynyomású PEM-ek már képesek a szükséges nyomású hidrogént biztosítani, újabb átalakítási lépés nélkül, ami nagyobb általános hatékonyságot eredményez. A modellemben szereplő hidrogéntermelő egységek beépített kapacitásait a 12. ábrán láthatjuk. Ezen kapacitásokat különböző forrásokból gyűjtöttem [11], [30].

Hidrogéntermelő egységek kapacitásai országok szerint



12. ábra Hidrogéntermelő egységek kapacitásai országok szerint (adatok forrása [11], [30], saját ábrázolás)

Ezeket a hidrogéntermelő berendezéseket országonként egy Flow nódushoz kellett kötnöm, hogy működni tudjanak, amiket, ha még egy Gas Demand nevű objektumhoz kapcsoltam, ahol be tudtam állítani a régió összesített hidrogénigényét, amit órás bontásban tudtam megadni, így ezen érték 85,74 tonna lett. Az országok éves hidrogénigényét a 13. ábrán ábrázoltam.



13. ábra Éves hidrogénigény országok szerint (adatok forrása [11], [30], saját ábrázolás)

Emellett számos adattal kellett feltölteni a modellt, hogy az kielégítően tudjon működni valós eredményeket szolgáltatva. Jelenleg a villamosenergia-termelésen kívüli ipari ágazatokban tevékenykedő vállalatok, egyelőre költségmentes szén-dioxid kibocsátási egységekben részesülnek, viszont ezeket az ingyenes kibocsátási egységeket 2026 és 2033 vége között fokozatosan megszüntetik, így ezen tényezőt is figyelembe vettem modellem készítése során. A legfontosabb adatokat az 1. táblázatban jelenítettem meg. Ezeket az adatokat különböző forrásokból gyűjtöttem [11], [13], [19], [29], [41], [42], [43], [44].

1. táblázat Hidrogéntermelő egységek különböző tulajdonságai
(adatok forrása [11], [13], [19], [29], [41], [42], [43], [44])

Tulajdonság neve	Megadott érték	Mértékegység
Földgáz ára	38	EUR/MWh
Vízdíj	2	EUR/m ³
CO ₂ kibocsájtási díj	65	EUR/t
CO ₂ megkötési díj	80	EUR/t
PEM hatásfok	65,5	%
PEM vízfogyasztás	0,18	m ³ /h
SMR vízfogyasztás	6,64	l/kgH ₂
SMR-CCS vízfogyasztás	5,6	l/kgH ₂
SMR-CCS CO ₂ megkötés	75	%

4. EREDMÉNYEK ÉS KÖVETKEZTETÉSEK

Ebben a fejezetben a szimulációs modellem eredményeit szeretném részletezni. A fejezetben bemutatom a hidrogéntermelő egységek éves össztermelését, az országok igényeinek kielégíthetőségét, a hidrogén országok közti áramlását, a különböző előállítási formák termelési árait és annak összetételét, a berendezések CO₂ kibocsátását, vízfogyasztását, illetve a kék és a zöld termelési módok kapcsolatát.

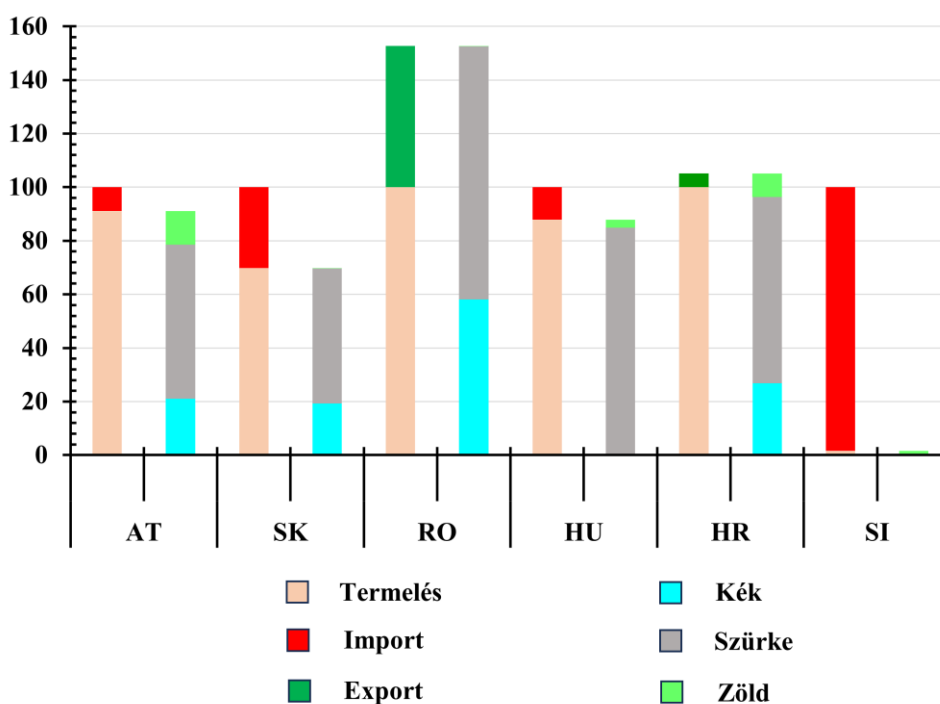
4.1. Hidrogén termelése a különböző országokban

Az első és egyik legalapvetőbb eredmény, amit kiértékeltem a modellem futtatása után, az a hidrogéntermelő egységek össztermelése volt az országok igényeinek viszonylatában. Ezt úgy jelenítettem meg a 14. ábrán, hogy minden egyes országnál az első oszlopban ábrázoltam, hogy az igényeket az előre vetített kapacitások hogyan tudják kiegyenlíteni. Az országok összesített hidrogénigénye a 100%-os vonalnál található. Ha nem tudja a tervezett kapacitás kiszolgálni az igényeket akkor a piros színnel jelzett import mennyiség jelenik meg a 14. ábrán, ami azt jelenti, hogy a meg nem termelt mennyiséget egy másik országból tudja beszerezni az adott ország. Ha az adott országban többet tudtak termelni a berendezések, mint az igény akkor azt a 100%-os vonalon felüli sötétzöld export mennyiség jelzi. Minden országnál a második oszlop az éves megtermelt mennyiség százalékos eloszlását jeleníti meg az egyes termelési formák között.

Ausztriában az éves igényt a hazai termelés meg tudja közelíteni, ám kis mértékben importra szorulnak. Láthatjuk, hogy itt mindegyik termelési formából származnak mennyiségek, szürke, kék és zöld sorrendben. Szlovákiában a termelés az igények körülbelül 70%-os kiegyenlítésére elegendőek, így nagyobb mennyiségben szorulnak a hidrogén behozatalára. Bár a diagramon kevésbé látszik egy nagyon kis mennyiségben termelnek az elektrolizálók is, de a szürke és a kék előállítási formák dominálnak. Románia termelte meg a legtöbb hidrogént egy év alatt. Itt az igény teljes mértékben ki lett elégítve és körülbelül 52,7%-kal meg is haladta azt így a többi országból hiányzó mennyiség nagy része innen származik. Ez azért lehet mert itt központosul a legnagyobb szürke és kék termelői kapacitás. Itt is kevésbé látszik az elektrolizálókból származó mennyiség. Habár keveset, de termeltek ezek a berendezések is. Magyarország igény kielégítésének helyzete is ha-

sonló, mint Ausztriáé, hiszen itt is meg tudja közelíteni a célt, de egy kevés import mennyiségre szükség van. Megfigyelhető, hogy hazánkban dominál a szürke termelési mód. Jelen van a kék, illetve zöld forma is de egészen kicsi arányban. A horvátok kis mértékben, de nettó hidrogén exportőrök lettek, az igények kielégítése mellett. Itt mindegyik típusú előállítási formából származik látható termelési mennyiség, de a szürke dominál. Szlovéniában, bár kevés az éves hidrogénigény, meglátszik a szürke és kék kapacitás hiánya mivel a tervezett kis mennyiségű zöld kapacitás nem elegendő ennek a kielégítésre, így szinte az összes mennyiséget importból fedezik. Láthatóan minden esetben a szürke előállítási forma dominál, amiről a következő fejezetben több szó is fog esni. A modellem az igényeket teljesen ki tudta elégíteni a beépített hidrogéntermelő kapacitásokkal, így nem volt egyetlen olyan óra sem amikor hiányt szenvedett volna a piac.

H₂ termelés és százalékos megoszlása a különböző országokban [%]

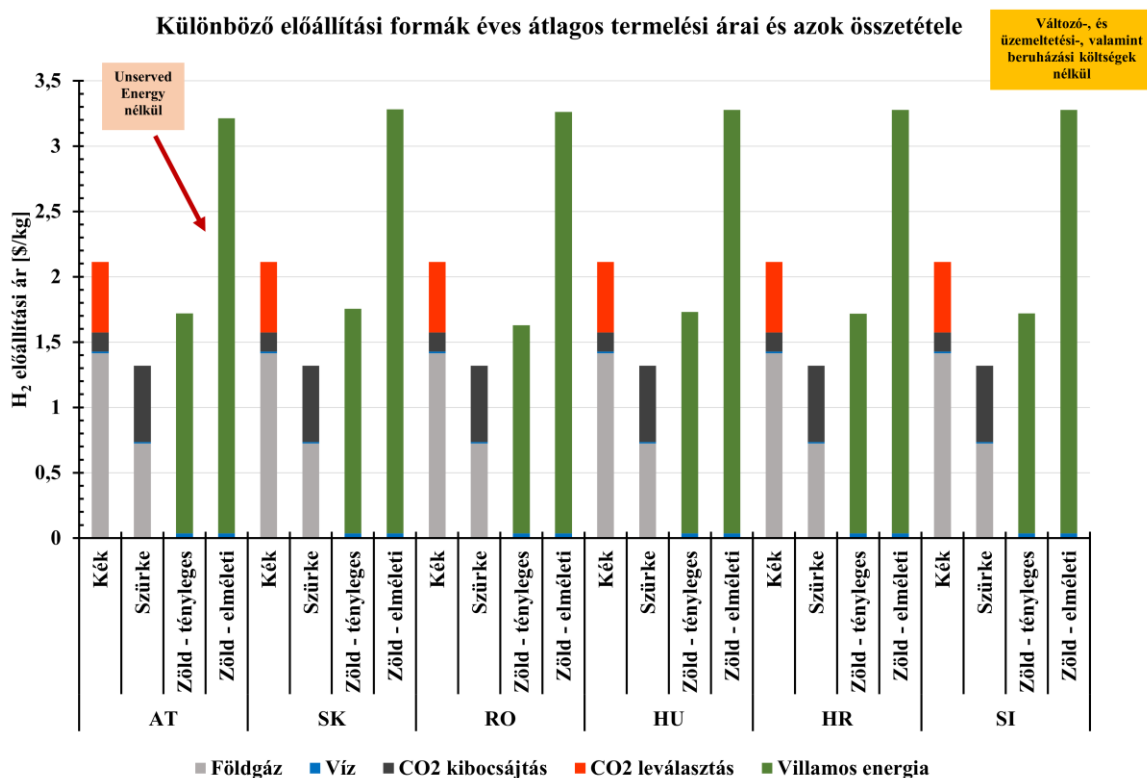


14. ábra H₂ termelés és százalékos megoszlása a különböző országokban

4.2. Különböző előállítási formák termelési árai.

Ebben a fejezetben a különböző előállítási formáknak az 1 kg-nyi hidrogénre vetített termelési árait fogom elemezni. A modellem ezen eredményeit a 15. ábrán ábrázoltam. Az ábrát úgy építettem fel, hogy minden országban meg lett jelenítve a szürke, a kék és a

zöld technológia előállítási ára is, habár a szürkének és kéknek ugyan az az árszintje mindenhol. Ez azért van mert a földgáz árának országok közötti eltérését nem vettem figyelembe, mivel 2030-ra elég bizonytalan milyen irányba fog mozdulni ezen termék piaca, illetve a víz díját is azonosra állítottam minden régióban, bár az a legelenyészőbb összetevője az áraknak. Emellett minden országban felvázoltam egy olyan oszlopot (Zöld – elméleti), amely azt ábrázolja, hogy mennyi lett volna az elektrolizáló berendezések éves átlagos termelési árai, ha ők az egész év folyamán működtek volna. Mindegyik előállítási formának az ára külön lett bontva részegységekre, hogy szemléltetni tudjuk melyik összetevő milyen arányban járul hozzá a végső árhoz. Ezek az összetevők a szürke előállításnál a földgáz és a vízdíj, valamint a CO₂ kibocsájtási díj, a kéknel az ezen három rész mellé adódik hozzá a CO₂ leválasztási díj. A zöld előállításnál a termelési ár túlnyomó többségét a vételezett villamos energia-, valamint jóval kisebb részét a vízdíj adja. Fontos megjegyezni, hogy ezen kialakult árak beruházási és változó üzemeltetési költségek nélkül alakultak ki. A változó üzemeltetési költségeket adatok hiányában nem tudtuk ezeket a modellbe illeszteni, a beruházási költségek pedig azért hiányoznak, mivel kapacitásépítési modellezés nem volt a dolgozat fókuszában. Megfigyelhetjük a kék, illetve szürke összehasonlításnál, hogy bár csupán technológiájából adódóan a kék mód körülbelül 10%-kal több földgázt használ el 1 kg hidrogén előállításához, mégis szemmel látható különbség alakul ki a költségénél, ha az 1 kg hidrogén előállítására van vetítve. A kék típus velejárója, hogy egészen nagyszámú megy el a szén-dioxid leválasztására és tárolására. Amit a kevesebb szén-dioxid kibocsájtás miatt „megnyernek” azt a leválasztáson és tároláson „el is veszítik”. Összességében a szürke mód 1,3 \$-ért, a kék pedig 2,1 \$-ért tud megtermelni 1 kg hidrogént. A zöld mód minden országban egy kicsit eltér, mivel ott a saját rendszeren kialakuló villamos energia árak alakítják, hogy mennyiért termelnek éppen az elektrolizáló berendezések. Ez az ár 1,63-1,75 \$/kgH₂ érték között alakul, mivel az elektrolizálók keveset és főleg nyáron termelnek, amikor alacsony a villamos energia ára, de ezt egy későbbi fejezetben jobban részletezem. Ha az elektrolizálók elméleti termelését figyeljük, megállapíthatjuk, hogy ők rendelkeznek a legnagyobb termelési árral (3,21-3,28 \$/kgH₂), így a legkevésbé versenyképesek, ha csak az előállítási árat vesszük figyelembe az év során kialakuló magas villamosenergia-árból adódóan. Fontos megjegyezni, hogy Ausztria esetében ezen értéket a nem szolgáltatott villamos energia árak figyelembevétele nélkül számítottam, mivel az átlagot igen nagy mértékben eltorzította volna. A többi országban ilyen jelenség nem volt tapasztalható.



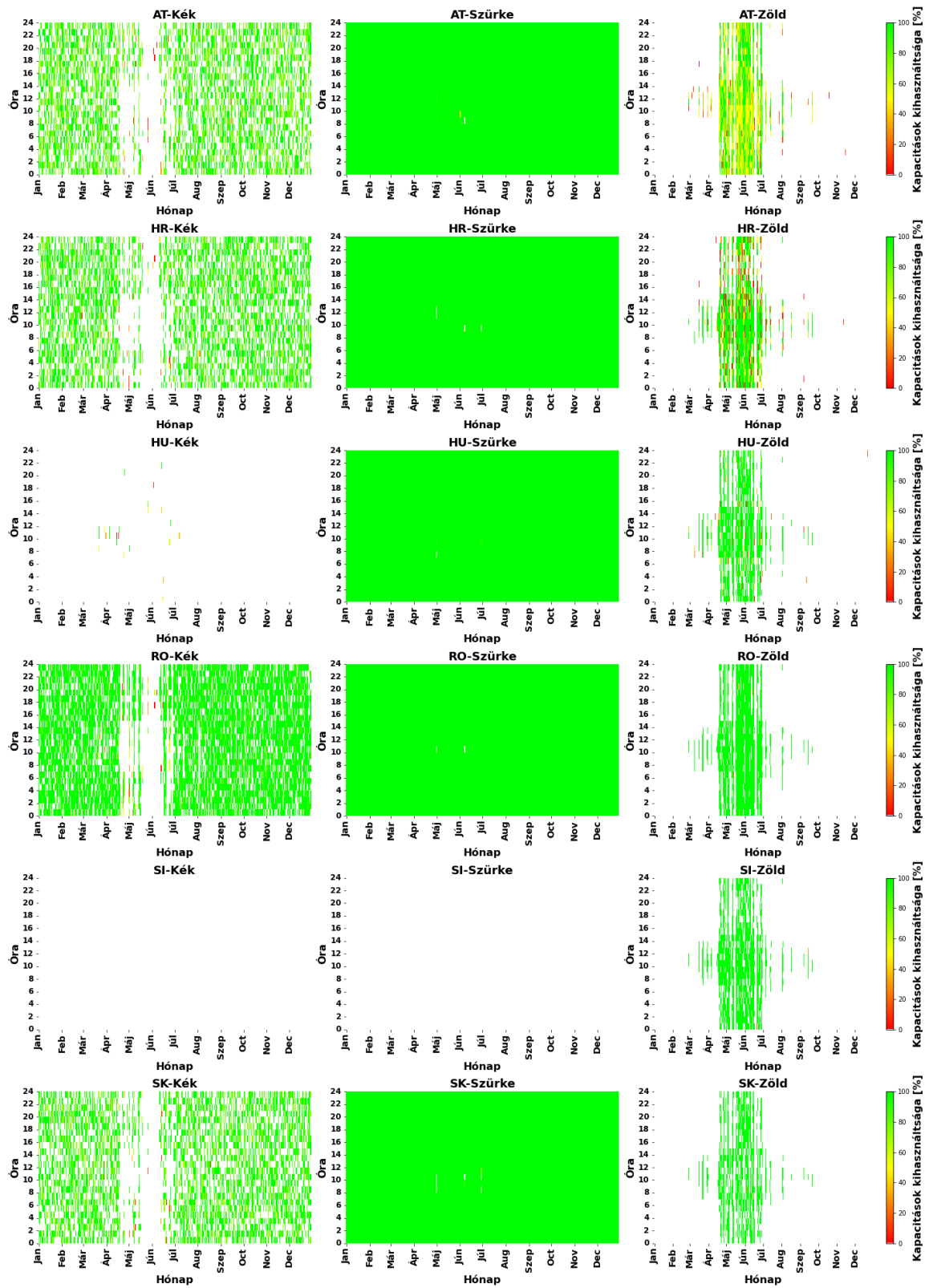
15. ábra Különböző előállítási formák éves átlagos termelési árai és azok összetétele

4.3. Különböző előállítási formák éves termelése

Ebben az alfejezetben eredményeimet nagyrészt órás felbontású mátrixokban mutatom be, amelyeket hőterkép-diagramokon ábrázoltam a hidrogéntermelő egységek éves lefutásának szemléltetésére százalékos formában. Ezt a 16. ábrán tekinthetjük meg. Az ábrázolás egy előre meghatározott színskálát követ (pirostól zöldig, valamint a fehér szín a nem működést hivatott jelezni), amely a napokhoz rendelt értékek nagyságát mutatja az év minden órájában. Az értékek 0-tól 100-ig haladnak attól függően, hogy a beépített kapacitás hány százalékát használta ki a rendszer hidrogén termelése érdekében. Az X tengelyen az év napjai szerepelnek (1-től 365-ig, a hónapok neveivel megjelenítve), míg az Y tengelyen a nap órái (1-től 24-ig), így az év mind a 8 760 órájában megjelenik a berendezések egy adott értéke. A hőterképeket országok szerint csoportosítottam (Ausztria, Horvátország, Magyarország, Románia, Szlovénia, Szlovákia sorrendben) és minden egyes régióban mindhárom (kék, szürke, zöld) előállítási mód fel van tüntetve, így megfigyelhetjük az összes berendezés működését és azokat egymással, és az országok között is össze tudjuk hasonlítani. A hőterképeket a 16. ábrán mutatom be.

A vizsgált országok közül kilóg Szlovénia mivel ott nincsen kék és szürke hidrogéntermelési kapacitás, így ott csak az elektrolizálókból származik a kevés termelés, így a kék és szürke termelés vonatkozásában nem is tudtam értékelni így ilyen kontextusban nem is lesz szó róla. Megfigyelhetjük, hogy az egyes berendezések éves lefutása nagyon hasonló egymáshoz, bármelyik országban is legyenek. Megállapíthatjuk, hogy a szürke technológia mindenhol szinte az év összes napjában termel maximum kapacitáson kivétel nélkül, mivel ezek tudják biztosítani a legolcsóbb hidrogént így az igények nagy része belőlük van kielégítve. A kék, illetve szürke előállítási formáknál már nem ilyen egyszerű a helyzet. A kék berendezések az év nagy részében működnek ám nagyobb széttartósság jellemzi, mivel sokkal több a működés nélkül töltött órák száma (kis fehér területek). Ezek közül kivétel a magyarországi kék forma, ahol a beépített kapacitás is kevés, de nem is működnek a berendezések az év túlnyomó többségében, csak évi pár alkalommal indulnak be, amikor szűkösebb a hidrogénkínálat. Emellett, megfigyelhetjük azt is, hogy amikor működnek ezek a berendezések akkor nagyrészt maximum vagy maximum közeli kapacitáson termelnek, mivel kevés sárga, illetve piros négyzet látható a hőtérképeken.

Hidrogéntermelő egységek éves százalékos termelése

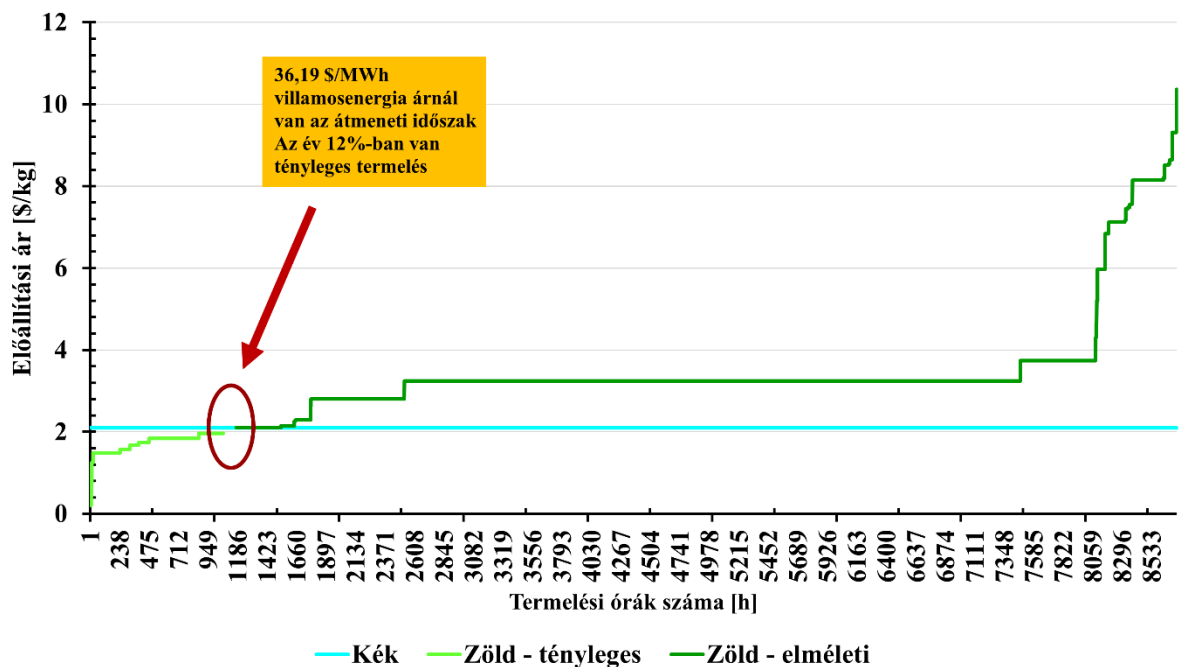


16. ábra Hidrogéntermelő egységek éves százalékos termelése

Fontos felfedezés volt modellem eredményeiből még az is, ami a nyári (május-június-július) időszakban történik. Látható, hogy a kék termelési formák ábráin a hiányzó fehér részt szinte teljesen lefedné a zöld termelési mód ebben a pár hónapban. Természetesen vannak olyan pontok, ahol a két fajta típus együtt is működik, de jól kivehető az ábrán ezen időszak.

Az elektrolizáló berendezések csak akkor működnek a modellben, ha olyan alacsony a villamos energia ára, hogy a termelési árak a kék technológia 2,1 eurós szintje alá tud csökkenni. Ez csakis olyan időszakokban történik meg amikor nagy a megújuló részarány az országok villamosenergia-termelésében, amik lenyomják az árakat a piacon. Ezt a 17. ábrán szemléltetem magyarországi vonatkozásban. Bár csak Magyarország adatait emeltem ki, ez minden országban ugyanígy működik. A világoskék vonal a kék típus konstans árát mutatja. A világoszöld része a tartamdiagramnak úgy alakult ki, hogy sorba rendeztem az elektrolizálók előállítási költségét a termelési időszakban, amiből látszik, hogy csak a kék előállítási mód árszintje alatt lépnek be a piacra. Ez a váltás 36,19 \$/MWh-ás villamos energia árnál történik. A szakadásnál van egy kicsi időszak, ahol a villamos energia ár ugyan ezen érték marad, viszont az elektrolizáló berendezések már nem működnek, azért, mert az igények nélkülük is ki vannak elégítve olcsóbb forrásból. A sötétzöld vonallal jelzett értékeket egy olyan elképzelt forgatókönyv szerint alkottam meg, amikor az elektrolizáló berendezések az év minden napjában és minden órájában működnek. Sorba rendeztem a villamos energia árakat és kiszámoltam, hogy milyen árszinttel tudnának működni adott energia árak mellett. Ebből azt láthatjuk, hogy a legmagasabb érték 10 \$/kgH₂ érték fölött lenne. Mivel a program a legkisebb előállítási költségre optimalizál így a zöld berendezések az év nagy részében nem termelnek hidrogént, az év csak 12%-ában működnek. Természetesen, ha a szürke, illetve a kék kapacitások nem lennének elegendők a régiós igény kielégítésére akkor az év többi időszakában is működnének ezek a termelő egységek a magas árak ellenére.

A magyarországi zöld előállítási forma viszonya a kékhez képest



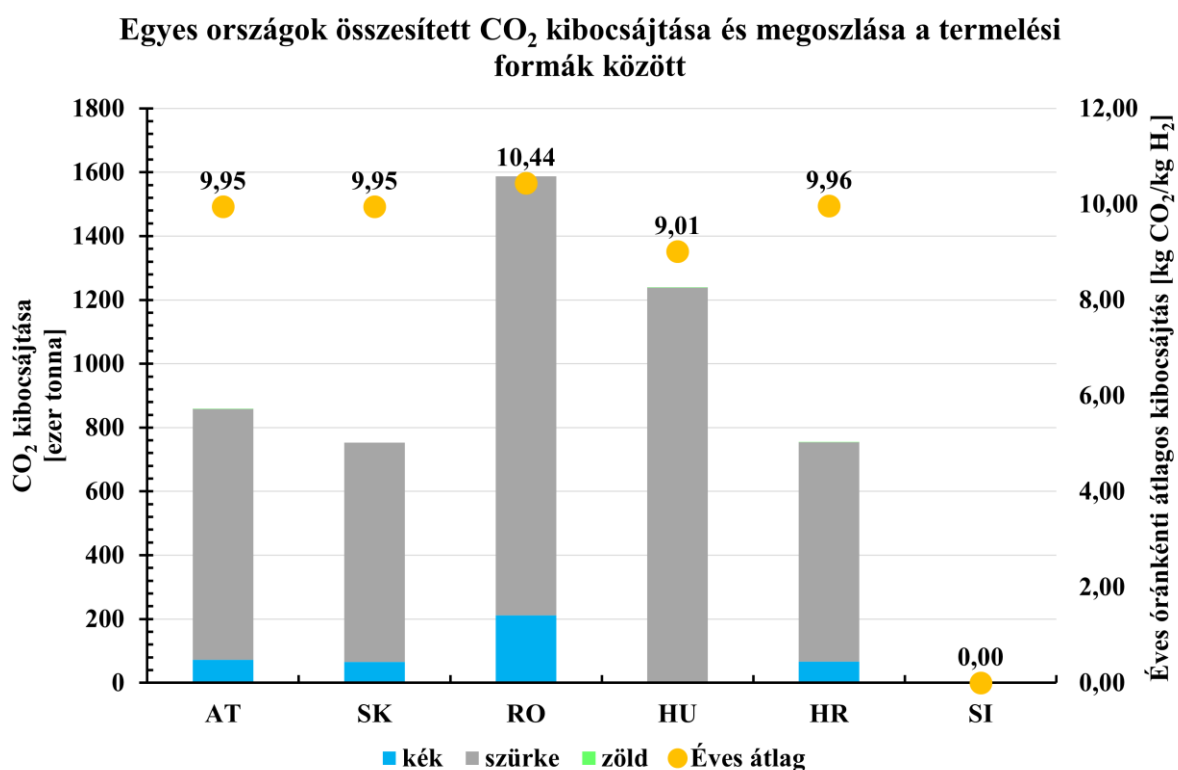
17. ábra A magyarországi zöld előállítási forma viszonya a kékhez képest

4.4. Egyes országok összesített CO₂ kibocsátása, és vízfogyasztása

A hagyományos hidrogénelőállítás, mint például a modellemben a földgáz gőzreformálása (SMR – Steam Methane Reforming) jelentős szén-dioxid-kibocsátással jár. Az SMR során a földgáz és vízgőz reakcióba lép, melynek eredményeként hidrogén és szén-dioxid keletkezik. A folyamat energiaigényes, és több szakaszában is CO₂ szabadul fel, így a hidrogénelőállítás ezen módja jelentősen hozzájárul az üvegházhatású gázok kibocsátásához. Ez különösen igaz a "szürke hidrogén" előállítására, amelynél a felszabaduló szén-dioxid nincs megkötve, hanem a légkörbe kerül. Az utóbbi időben a "kék hidrogén" is előtérbe került, ahol az SMR során felszabaduló CO₂ egy részét karbonmegkötési technológiákkal tárolják. Ez csökkenti a kibocsátás mértékét, de továbbra is jelentős energia- és költségárfordítást igényel.

A modellemben a szürke technológia 1 kg hidrogén termelésével 9 kg CO₂-t bocsájt ki, míg a kék 75%-os megkötés mellett 2,25 kg-ot. Ezeket az adatokat ezen kutatás alapján állítottam be [45]. Az országok éves hidrogéntermelésből származó szén-dioxid kibocsáj-

tását a 18. ábrán jelenítette meg. Ezen jól megfigyelhető, hogy az összkibocsátás legnagyobb része a szürke technológiából származik és csak jóval kevesebb a kék bár ehhez hozzájárul az is, hogy a szürke berendezések az év jóval nagyobb részében termelnek, mivel olcsóbban tudnak előállítani egységnyi hidrogén mennyiséget. Látható a diagramon, hogy Szlovákia nulla kibocsájtással bír, ha csak egyszerű átlagot számolunk az esetben, mivel nagyon kevés elektrolizáló kapacitással rendelkeznek és azok is nagyon keveset működnek és csakis magas megújuló részarány mellett. Ám ez árnyaltabb, mivel a számukra szükséges hidrogén mennyiségét más országból (jelen esetben Románia) importálják, ahol ez a mennyiség igen karbonintenzív technológiával kerül előállításra.



18. ábra Egyes országok összesített CO₂ kibocsájtása és megoszlása a termelési formák között

Az elektrolizálókkal történő hidrogénelőállítás az SMR-kel szemben sokkal alacsonyabb szén-dioxid-kibocsátású, különösen, ha a folyamat karbonsemleges energiaforrásokra támaszkodik. Ez jelentős előnyt jelent az SMR-hez képest, mivel a fosszilis energiaforrások használata helyett közvetlenül karbonsemleges energiával táplált folyamat csökkenti a globális karbonlábnyomot. Ezt tapasztaltam a modellemben is mivel ahogy 18. ábrán is látszik az elektrolizáló berendezések közel nulla kibocsájtással tudtak működni, ám ehhez nagyban hozzájárult az a tény, hogy csak akkor működtek amikor az

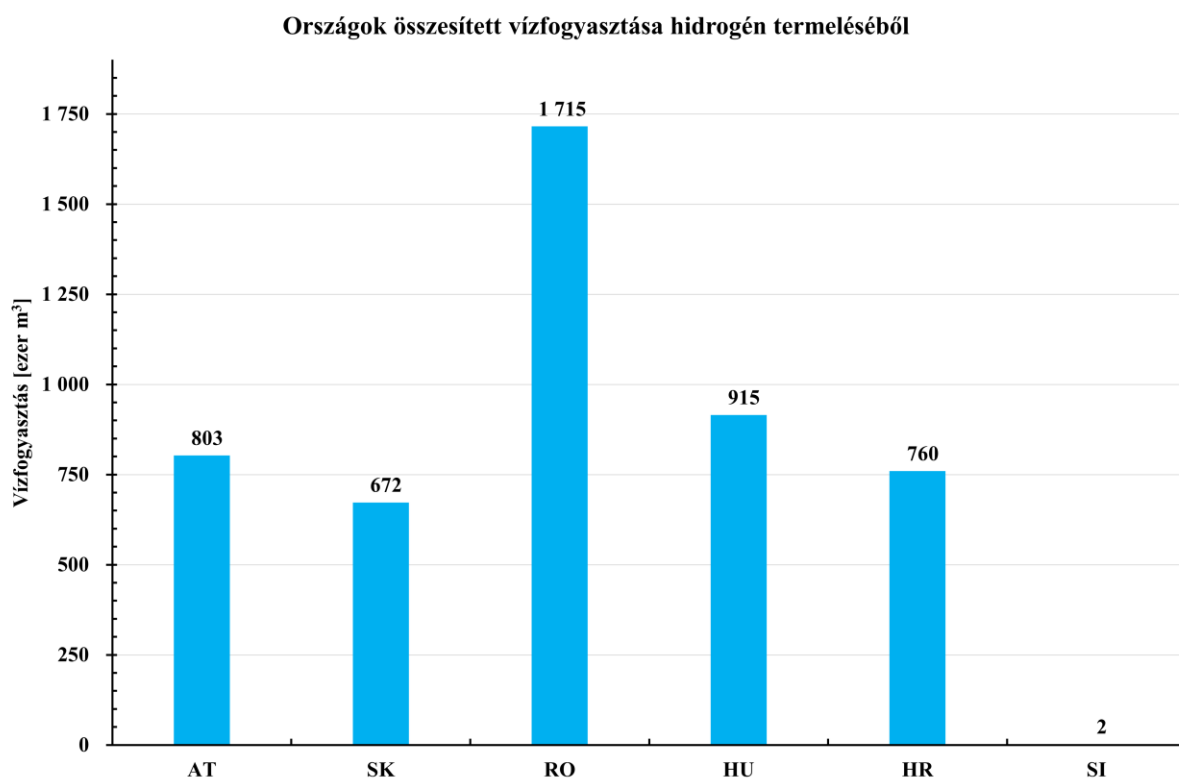
alacsony villamosenergia-árak mellett a kék előállítási forma ára alá tudtak kerülni, ami az év csak kis részében történt meg. Ilyen időszakokban nagyon magas a karbonsemleges részarány, ami azt jelenti, hogy az adott ország villamosenergia-termeléshez köthető szén-dioxid kibocsájtása igen kicsi, így bírhatnak az elektrolizálók ilyen alacsony kibocsájtási szinttel.

Jól látható, hogy ha karbonsemleges hidrogéntermelési módot szeretnénk akkor az főleg a zöld vagy a kék technológiával lehet megvalósítani. Mivel a zöld előállítási mód kibocsájtása attól függ milyen szén-dioxid intenzív folyamattal állítjuk elő a számára szükséges villamos energiát, így ezen érték könnyedén emelkedhet a kék típus fölé, ha nem előnyös helyzetek alakulnak ki számukra a villamosenergia-piacon. Akkor tudják elérni a legkisebb kibocsájtási szintet, ha megújulókkal segítségével működtetjük őket, ám ez is lehet gazdaságtalan, illetve ésszerűtlen is, amit 2023-as TDK dolgozatomban elemeztem ki jobban [24]. Ez egy komplex probléma, aminek rengeteg árnyoldala lehet, így fontos, hogy a hidrogénipari beruházásokat gazdasági, technológiai és környezetvédelmi oldalról is intenzíven kell kutatni és elemezni a döntéshozatal megelőzően és az üzemelés alatt is.

Az SMR-folyamat során a földgáz és vízgőz keverékét magas hőmérsékleten reakcióba hozzák, hogy hidrogént állítsanak elő. Az eljárás nagy mennyiségű vizet igényel a vízgőz biztosításához, ami a folyamat energiaigényes jellegét is növeli [45]. A gőzreformálás során felhasznált víz nem csak a kémiai reakciókban vesz részt, hanem hűtésre és a rendszer működéséhez szükséges egyéb feladatokra is szolgál, így a technológia közvetve is vízigényes [13]. Az elektrolizáló technológiák esetében szintén elengedhetetlen a víz, mivel az elektrolízis során a víz elektromos áram segítségével bomlik hidrogénre és oxigénre. Az elektrolizálók számára szükséges víz minősége ugyanakkor magasabb kell legyen, mert a szennyeződések csökkenthetik az elektrolizáló élettartamát és hatékonyságát [46]. A modellemben szereplő technológiák összesített vízfogyasztását országok szerint csoportosítva a 19. ábrán figyelhetjük meg. Összehasonlításként megnéztem, hogy Magyarországon a hidrogéntermelő berendezések éves összfogyasztása hány ember átlagos éves fogyasztásával egyenlő. Ez az érték 10 934 fő lett [47].

Országunk szerencsére vízben gazdag így a hidrogéntermeléshez szükséges vízmenyiség nem jelent nagy problémát, ám ha a jövőben több hidrogént szeretnénk termelni, esetleg exportálni más országba fel kell készülnünk a többlet vízfogyasztásra esetlegesen

akár vízhálózati fejlesztésekkel is, amelyekhez jó alapot képeznek ebben a dolgozatban bemutatott számítások.



19. ábra Országok összesített vízfogyasztása hidrogén termeléséből

4.5. Adatok bizonytalansága

Az irodalomkutatásom folyamán, dolgozatom készítése közben, valamint modellem alkotása és kiértékelése során egyre tisztább képet kaptam arról, hogy milyen nagy szerepet is játszik az adatok bizonytalansága, illetve fel nem lelhetősége egy jól működő, valós eredményekkel szolgáló modell készítésénél. Sok olyan adat volt kutatásom során, amire hosszas keresgélés után sem találtam értéket, vagy pedig nagyon nagyban függ a közel- esetleg távolabbi jövő alakulásától, amikre célszerű lenne bizonytalansági-, akár érzékenységi vizsgálatot végezni.

Az első ilyen adat az a földgáz ára. Ez nagy hatással van közvetlenül a kék és a szürke előállítási módokra, de közvetve a zöldre is mivel nagyban meg tudja határozni a villamosenergia-árakat. A földgáz jövőbeli ára jelentős bizonytalanságnak van kitéve, amely számos tényezőtől függ, beleértve a geopolitikai helyzetet, a globális kereslet-kínálati viszonyokat, a dekarbonizációs törekvéseket, valamint az energiapolitikai döntéseket. Az

orosz-ukrán konfliktus és az Európába irányuló földgázszállítások újra rendeződése például máris növelte az árak ingadozását, és várhatóan a következő években is nyomást gyakorolhat. Emellett a megújuló energiaforrások térnyerése és a fosszilis tüzelőanyagok használatának visszaszorítására irányuló szabályozások szintén szerepet játszanak az árak alakulásában, ami hosszabb távon csökkentheti a földgáz iránti keresletet. Ezzel párhuzamosan a gázpiaci infrastruktúra, például a cseppfolyósított földgáz (LNG) terminálok bővítése és az ellátási útvonalak diverzifikálása részben mérsékelheti az ár ingadozásokat, de az energiaátmenet és a geopolitikai instabilitások miatt a jövőbeni árak kiszámíthatósága továbbra is korlátozott marad.

A másik összetevő az az országok éves villamosenergia termelése és erőművi kapacitása, mivel megállapítottam modellem elemzése során, hogy az elektrolizáló berendezések csak nagyon karbon semleges időszakokban működtek, mert akkor volt olcsó az áram ára. A villamosenergia-termelés mértékét az adott ország erőműparkjának összetétele, az energiaforrások rendelkezésre állása, a keresleti viszonyok, valamint az időjárási körülmények (különösen a megújuló energiaforrások, például a szél- és napenergia esetében) befolyásolják. Az erőművi kapacitások tervezett bővítései és korszerűsítései gyakran függenek a gazdasági körülményektől, az energiapolitikai döntésektől és a technológiai fejlődéstől, így az energiaátmenet dinamikájától is. A dekarbonizációs célkitűzések gyorsítják a fosszilis tüzelőanyagok fokozatos kivonását és a megújuló energiák térnyerését, ami a rendszer rugalmasságát is próbára teszi. Emellett a nemzetközi energiahordozók árai és azok ingadozásai is tovább növelik a termelés és kapacitás éves alakulásának bizonytalanságát, és kihívásokat jelentenek a hosszú távú villamosenergia-tervezésben.

A harmadik ilyen adat az a hidrogén előállítók üzemeltetési költségei, illetve technológiai paraméterei (például a CO₂ leválasztási költségek) voltak. A hagyományos termelési módokon kívül az elektrolizálókra, illetve a kék technológiára sem igazán készült irodalom ezen értékek ismertetésére. Ez adódhat abból mivel mindkét technológia egészen kiforratlan fázisban jár. Habár egyiket sem mostanában fejlesztették ki, mégsem tudtak elterjedni és fejlődni az eddigi magas árszintjeik miatt, így a projektek kis száma miatt a publikus információk száma nagyon kevés és azok minősége is változó.

A következő az a CO₂ kibocsájtási ár. A kibocsátáskereskedelmi rendszer keretében a villamosenergia-termelésen kívüli ipari ágazatokban tevékenykedő vállalatok, egyelőre

költségmentes kibocsátási egységekben részesülnek, hogy (mivel nemzetközi szinten versengenek) védelmet élvezzenek a kibocsátásáthelyezéssel szemben. 2024 januárjától azok az uniós gyártók, akik villamos energiából (többek között megújuló villamos energiából) hidrogént előállító új létesítményekkel rendelkeznek, szintén jogosultak ingyenes szén-dioxid-kibocsátási egységekre. A kibocsátásmentességet elérő gyártók azonban eladhatják ingyenes egységeiket, ami bevételi forrást jelent számukra. Ezeket az ingyenes kibocsátási egységeket 2026 és 2033 vége között fokozatosan megszüntetik, viszont nem lehet tudni, hogy milyen szinteken fog mozogni ezen érték, mivel nincs kidolgozva egyelőre ennek a számolási metodológiája [48].

Másik ilyen befolyásoló tényező az az országok közötti hidrogén átvitele (szállítása) és tárolása. Ezeknek a bizonytalanságát főként technológiai, gazdasági és politikai tényezők okozzák. A hidrogén szállítása jelenleg drága és technológiailag kihívást jelent, különösen nagy távolságokon és nagynyomású tárolási igények mellett. Az infrastruktúra kiépítése (csővezetékek, tárolók) jelentős beruházást igényel, ami többek között az energiaáraktól és a politikai támogatásoktól függ. Ha csővezeték hálózatok nem kerülnek megépítésre akkor kisebb mennyiségekben lehetne kamionokkal szállítani, ami nagy mennyiségben komoly logisztikai feladatot jelent. A kutatások jelenleg is folynak, a földgáz-tárolók hidrogén kompatibilitásáról, de jelentős eredmények egyelőre nem születtek. További bizonytalanságot okoz az országok közötti harmonizált szabályozási keretek hiánya, ami akadályozhatja a hatékony regionális hidrogénpiac létrejöttét. A technológiai fejlődés üteme és a piacok fejlődése is jelentős hatással lesz a hidrogén átvitelének, szállításának és tárolásának lehetőségeire, így e bizonytalanságok kezeléséhez rugalmas és együttműködésre épülő megoldásokra van szükség.

Végso és egyben az egyik legfontosabb adat az a hidrogén jövőbeli igénye. A legnagyobb kérdés az, hogy mennyi lesz a hidrogén igény, illetve annak milyen napi és napon belüli eloszlása lesz. Mennyire fog a földgázpiacra vagy inkább a villamosenergia-piacra hasonlítani, vagy esetleg egy teljesen új rendszer kiépítése lenne szükséges hozzá? Az ipari felhasználók számára például jellemző lehet a stabil, kiszámítható kereslet, míg a közlekedési szektorban (pl. hidrogén-üzemanyagcellás járművek esetén) nagyobb lehet a napszakos változékonyság. A napon belüli eloszlás további változásokat hozhat a szezonális ingadozások és az időjárásfüggő megújuló energiaforrások hatására, amelyek befolyásolják a zöld hidrogén előállítását. Jelentős bizonytalanságok is fennállnak, különösen

a technológiai fejlődés ütemében, az infrastrukturális kiépítésekben, valamint az ágazati kereslet tényleges alakulásában, ami nehezíti a pontos előrejelzést és kapacitástervezést. Ha hidrogénre nem lesz elég kereslet a jövőben az az új technológiák fejlődését, valamint azoknak árszintjének csökkenését lassítani fogja.

5. ÖSSZEFOGLALÁS

A klímaváltozás a jövőben olyan súlyos problémává válhat, hogy az emberiség számára valószínűleg elengedhetetlenné válik majd az érdemi fellépés. A karbonsemlegesség elérése, valamint az üvegházhatású gázok és egyéb szennyező anyagok csökkentése elengedhetetlen a klímaváltozás okozta hatások mérsékléséhez. Ebben a folyamatban kulcs szerepe lehet a hidrogéntermelés fejlődésének és annak ökoszisztémájának. Ez az energiaforrás jelentősen csökkentheti a szén-dioxid-kibocsátást, különösen, ha megújuló vagy karbonsemleges forrásból állítjuk elő. A közlekedés mellett több iparágban is képes helyettesíteni vagy részben kiváltani a fosszilis energiahordozókat, különösen a magas hőigényű folyamatok esetében. Azoknak az iparágaknak, amelyek hidrogénre alapozzák a szén-dioxid-kibocsátásuk csökkentését, fontos, hogy előre lássák a hidrogénpiac jövőjét. Ezt a villamosenergia-piac modellezési rendszerei segíthetik.

Ennek érdekében modelleztem Magyarország villamosenergia-hálózatát a szomszédos országok hálózataival és tervezett hidrogénrendszerével együtt a PLEXOS szoftverben a 2030-as évre. A modellembe integráltam a Magyarország Nemzeti Hidrogénstratégiájában szereplő adatokat, valamint a környező országok tervezett, illetve előrevetített kapacitásait, hidrogénigényeit, hogy felvázoljam a 2030-as hidrogéntermelési környezetet. A háromféle előállítási formával ellátott modellem vizsgálatával és a szimulációs adatok elemzésével átfogó képet nyújtottam, amely hozzájárulhat az energiasztratégiai célkitűzések és a hidrogéninfrastruktúra fejlesztése terén hozott megalapozott döntésekhez. Eredményeim bemutatták, hogy a tervezett kapacitásokkal az előre felvázolt igények kielégíthetőek, és azok a termelési módok, valamint az országok között, hogyan oszlanak meg. Megállapítottam, hogy a szürke termelési mód a legdominánsabb, amit a kék és a zöld követ, ami az előállítási árak különbségeiből adódik. Láthattuk, hogy ha az elektrolizáló berendezések egész évben működnének ők lennének a legkevésbé versenyképesek. Megmutattam, a különböző módok termelési lefutását a szimulált évben, amiből kiderült, hogy a legkevesebbet az elektrolizáló berendezések termeltek, és szinte csak a nyári időszakban, amiből azt a következtetést tudtam levonni miután összevetettem a modellezési környezet villamosenergia áraival, hogy csak akkor termelnek ezek az egységek, ha olyan ár környezet alakul ki, amikor a kék forma előállítási árai alá tudnak kerülni. Megvizsgáltam az egységek szén-dioxid kibocsájtását, amiből kiderült, hogy a hagyományos elő-

állítási formák igen szén-dioxid intenzívek, és tőlük származik a kibocsájtások szinte egésze, mivel az elektrolizálók, csak karbonszegény villamosenergia részarány mellett termeltek. Végül a berendezések vízfogyasztását is elemeztem, amiből láthattuk, hogy eléggé vízigényes folyamat a hidrogén előállítása, így, ha a jövőben országunkban több hidrogént szeretnénk termelni, akkor fel kell készülni ezen aspektusra is.

Modellem átfogó elemzést nyújtott Magyarország és a régió hidrogéntermeléséről a 2030-as évre, amiből össze tudtam hasonlítani a különböző előállítási formákat. A dolgozatomban megkezdett kutatási munkának számos továbbfejlesztési lehetősége van, melyek közül a következőket emelném ki:

- A jelen dolgozatomban bemutatott modell kiterjesztése a 2040-es, illetve a 2050-es évekre is
- Kiterjesztés nagyobb régióra vagy akár Európai szintre
- Érzékenységi, bizonytalansági vizsgálat elvégzése a:
 - földgáz árára
 - országok éves villamosenergia termelésére és erőművi kapacitására
 - előállítók üzemeltetési költségeire,
 - előállítók technológiai paramétereire
 - a hidrogén szállítására és tárolására
 - hidrogén jövőbeli igényére és napon belüli eloszlására

6. FELHASZNÁLT FORRÁSOK

- [1] W. Ajeeb, P. Baptista, and R. C. Neto, "Life cycle analysis of hydrogen production by different alkaline electrolyser technologies sourced with renewable energy," *Energy Convers Manag*, vol. 316, p. 118840, Sep. 2024, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2024.118840.
- [2] X. Wei *et al.*, "Comparative life cycle analysis of electrolyzer technologies for hydrogen production: Manufacturing and operations," *Joule*, Oct. 2024, doi: 10.1016/J.JOULE.2024.09.007.
- [3] S. O. Jeje, T. Marazani, J. O. Obiko, and M. B. Shongwe, "Advancing the hydrogen production economy: A comprehensive review of technologies, sustainability, and future prospects," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 78, pp. 642–661, Aug. 2024, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2024.06.344.
- [4] B. Singh and A. Indra, "Hydrogen Production Technologies from Renewable Sources," *Encyclopedia of Renewable Energy, Sustainability and the Environment*, pp. 125–138, Jan. 2024, doi: 10.1016/B978-0-323-93940-9.00029-3.
- [5] L. Zhang *et al.*, "A comprehensive review of the promising clean energy carrier: Hydrogen production, transportation, storage, and utilization (HPTSU) technologies," *Fuel*, vol. 355, p. 129455, Jan. 2024, doi: 10.1016/J.FUEL.2023.129455.
- [6] E. Abbasian Hamedani, S. A. Alenabi, and S. Talebi, "Hydrogen as an energy source: A review of production technologies and challenges of fuel cell vehicles," *Energy Reports*, vol. 12, pp. 3778–3794, Dec. 2024, doi: 10.1016/J.EGYR.2024.09.030.
- [7] M. Hermesmann and T. E. Müller, "Green, Turquoise, Blue, or Grey? Environmentally friendly Hydrogen Production in Transforming Energy Systems," *Prog Energy Combust Sci*, vol. 90, p. 100996, May 2022, doi: 10.1016/J.PECS.2022.100996.
- [8] B. Lux and B. Pfluger, "A supply curve of electricity-based hydrogen in a decarbonized European energy system in 2050," *Appl Energy*, vol. 269, p. 115011, Jul. 2020, doi: 10.1016/J.APENERGY.2020.115011.
- [9] B. Koirala, S. Hers, G. Morales-España, Ö. Özdemir, J. Sijm, and M. Weeda, "Integrated electricity, hydrogen and methane system modelling framework: Application to the Dutch Infrastructure Outlook 2050," *Appl Energy*, vol. 289, p. 116713, May 2021, doi: 10.1016/J.APENERGY.2021.116713.
- [10] K. Alhadhrami, A. Albalawi, S. Hasan, and A. M. Elshurafa, "Modeling green hydrogen production using power-to-x: Saudi and German

- contexts," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 64, pp. 1040–1051, Apr. 2024, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2024.03.161.
- [11] P. Hesel, S. Braun, F. Zimmermann, and W. Fichtner, "Integrated modelling of European electricity and hydrogen markets," *Appl Energy*, vol. 328, p. 120162, Dec. 2022, doi: 10.1016/J.APENERGY.2022.120162.
 - [12] Y. Zheng, S. You, C. Huang, and X. Jin, "Model-based economic analysis of off-grid wind/hydrogen systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 187, p. 113763, Nov. 2023, doi: 10.1016/J.RSER.2023.113763.
 - [13] G. Collodi, G. Azzaro, N. Ferrari, and S. Santos, "Techno-economic Evaluation of Deploying CCS in SMR Based Merchant H₂ Production with NG as Feedstock and Fuel," *Energy Procedia*, vol. 114, pp. 2690–2712, Jul. 2017, doi: 10.1016/J.EGYPRO.2017.03.1533.
 - [14] M. W. Melaina, C. S. Lenox, M. Browning, D. L. McCollum, O. Bahn, and S. Ou, "Modeling hydrogen markets: Energy system model development status and decarbonization scenario results," *Energy and Climate Change*, vol. 5, p. 100153, Dec. 2024, doi: 10.1016/J.EGYCC.2024.100153.
 - [15] P. Nikolaidis and A. Poullikkas, "A comparative overview of hydrogen production processes," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, pp. 597–611, Jan. 2017, doi: 10.1016/J.RSER.2016.09.044.
 - [16] European Commission, "Supporting clean hydrogen," https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/hydrogen_en.
 - [17] European Commission, "European Clean Hydrogen Alliance," https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/industrial-alliances/european-clean-hydrogen-alliance_en.
 - [18] E. O. CONSTANZE FETTING, "THE EUROPEAN GREEN DEAL," 2020.
 - [19] J. F. George, V. P. Müller, J. Winkler, and M. Ragwitz, "Is blue hydrogen a bridging technology? - The limits of a CO₂ price and the role of state-induced price components for green hydrogen production in Germany," *Energy Policy*, vol. 167, p. 113072, Aug. 2022, doi: 10.1016/J.ENPOL.2022.113072.
 - [20] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, "Global Hydrogen Review 2023," 2023.
 - [21] Leigh Collins, "World's largest green hydrogen project 'has major problems due to its Chinese electrolyzers.'"
 - [22] R. Madurai Elavarasan *et al.*, "COVID-19: Impact analysis and recommendations for power sector operation," *Appl Energy*, vol. 279, p. 115739, Dec. 2020, doi: 10.1016/J.APENERGY.2020.115739.
 - [23] R. G. Derwent, "Global warming potential (GWP) for hydrogen: Sensitivities, uncertainties and meta-analysis," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 22, pp. 8328–8341, Mar. 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.11.219.

- [24] Nagy Levente Robin, "A magyar hidrogénipar modellezése nagy felbontású villamosener-gia-piaci szoftver segítségével," 2023.
- [25] e International Energy Agency (IEA), *The Future of Hydrogen*. 2019.
- [26] A. Bhaskar, M. Assadi, and H. Nikpey Somehsaraei, "Decarbonization of the Iron and Steel Industry with Direct Reduction of Iron Ore with Green Hydrogen," *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 3, p. 758, Feb. 2020, doi: 10.3390/en13030758.
- [27] R. Ramachandran and R. K. Menon, "An overview of industrial uses of hydrogen," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 23, no. 7, pp. 593–598, Jul. 1998, doi: 10.1016/S0360-3199(97)00112-2.
- [28] T. Longden, F. J. Beck, F. Jotzo, R. Andrews, and M. Prasad, "'Clean' hydrogen? – Comparing the emissions and costs of fossil fuel versus renewable electricity based hydrogen," *Appl Energy*, vol. 306, p. 118145, Jan. 2022, doi: 10.1016/J.APENERGY.2021.118145.
- [29] F. Ueckerdt *et al.*, "On the cost competitiveness of blue and green hydrogen," *Joule*, vol. 8, no. 1, pp. 104–128, Jan. 2024, doi: 10.1016/J.JOULE.2023.12.004.
- [30] Innovációs és Technológiai Minisztérium, *MAGYARORSZÁG NEMZETI HIDROGÉNSTRATÉGIÁJA*. 2021.
- [31] J. Szabo, "Hydrogen Affairs in Hungary's Politically Confined Ambition," 2024, pp. 113–129. doi: 10.1007/978-3-031-59515-8_6.
- [32] Magyar Földgáztároló Zrt., "Akvamarin," <https://mfgt.hu/hu-HU/Akvamarin>.
- [33] BÜKKÁBRÁNYI FOTOVOLTAIKUS ERŐMŰ PROJEKT KFT., "Bükkábrányi Enerriapark," <https://bukkabranyienergiapark.hu/>.
- [34] MOL Group, "A MOL ÁTADTA A RÉGIÓ LEGNAGYOBB KAPACITÁSÚ ZÖLD HIDROGÉN ÜZEMÉT," <https://molgroup.info/hu/media-kozpont/sajtokozlomenyek/a-mol-atadta-a-regio-legnagyo-bb-kapacitasu-zold-hidrogen-uzemet>.
- [35] C. Zhang *et al.*, "Flexible grid-based electrolysis hydrogen production for fuel cell vehicles reduces costs and greenhouse gas emissions," *Appl Energy*, vol. 278, p. 115651, Nov. 2020, doi: 10.1016/J.APENERGY.2020.115651.
- [36] A. H. A. El-Sayed, A. Khalil, and M. Yehia, "Energy storage systems impact on Egypt's future energy mix with high renewable energy penetration: A long-term analysis," *J Energy Storage*, vol. 95, p. 112583, Aug. 2024, doi: 10.1016/J.EST.2024.112583.
- [37] Y. Ma, X. R. Wang, T. Li, J. Zhang, J. Gao, and Z. Y. Sun, "Hydrogen and ethanol: Production, storage, and transportation," *Int J Hydrogen Energy*,

- vol. 46, no. 54, pp. 27330–27348, Aug. 2021, doi: 10.1016/J.IJ-HYDENE.2021.06.027.
- [38] Innovációs és Technológiai Minisztérium, *Nemzeti Tiszta Fejlődési Stratégia 2020-2050*. 2021.
 - [39] B. Biró and A. Aszódi, “Investigating the role of nuclear power and battery storage in Hungary’s energy transition using hourly resolution electricity market simulations,” *Heliyon*, vol. 10, no. 9, p. e29841, May 2024, doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e29841.
 - [40] A. Ajanovic, M. Sayer, and R. Haas, “The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 57, pp. 24136–24154, Jul. 2022, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.02.094.
 - [41] <https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas>, “EU Natural Gas TTF Price.”
 - [42] Fővárosi Vízművek, “Szolgáltatások díjszabása 2024,” <https://www.vizmuvek.hu/hu/kezdolap/informaciok/dijszabasok/dijszabasok>, 2024.
 - [43] “EU Carbon Permits,” <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>.
 - [44] Hydrogen Tech World, “Water treatment for green hydrogen: what you need to know,” <https://hydrogentechworld.com/water-treatment-for-green-hydrogen-what-you-need-to-know>, Oct. 2022.
 - [45] M. Hermesmann and T. E. Müller, “Green, Turquoise, Blue, or Grey? Environmentally friendly Hydrogen Production in Transforming Energy Systems,” *Prog Energy Combust Sci*, vol. 90, p. 100996, May 2022, doi: 10.1016/J.PECS.2022.100996.
 - [46] P. Molina, C. Rios, C. Martinez de Leon, and J. J. Brey, “Heat management system design and implementation in a PEM water electrolyser,” *Int J Hydrogen Energy*, Apr. 2024, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2024.04.089.
 - [47] Mavíz, “Tájékoztató adat átlagfogyasztásról,” https://www.maviz.org/tajekoztato_adat_atlagfogyasztasrol.
 - [48] Európai Számvivőszék, “Az Unió megújuló hidrogénnel kapcsolatos iparpolitikája,” 2024.