

**BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM  
GÉPÉSZMÉRNÖKI KAR  
NUKLEÁRIS TECHNIKAI INTÉZET  
ATOMENERGETIKA TANSZÉK**

**NAGY LEVENTE ROBIN  
5. FÉLÉVES ENERGETIKUS MÉRNÖK BSC HALLGATÓ  
TUDOMÁNYOS DIÁKKÖRI KONFERENCIA  
DOLGOZAT**

**A magyar hidrogénipar modellezése nagy felbontású villamosener-  
gia-piaci szoftver segítségével**

Témavezetők:

Biró Bence  
PhD hallgató

Prof. Dr. Aszódi Attila  
Egyetemi tanár

Budapest, 2023

# TARTALOMJEGYZÉK

Előszó .....	2
1. Bevezetés .....	3
2. A hidrogén piac bemutatása .....	8
2.1. A hidrogéniparról általánosan.....	8
2.2. Magyarország jelenlegi hidrogénpiaca/infrastruktúrája .....	12
2.3. Miért fontos a hidrogén a teljesen karbonsemleges rendszerekben.....	13
3. Adatok és módszerek.....	16
3.1. A szoftver bemutatása.....	16
3.2. A vizsgált országok adatai .....	17
3.3. A villamosenergia-hálózat modellezési környezetének bemutatása.....	17
3.4. Hidrogén termeléséhez szükséges modellezési környezet.....	18
3.4.1. A hálózathoz kapcsolt hidrogéntermelési modell.....	18
4. Eredmények és következtetések .....	23
4.1. Elektrolizálók éves fogyasztása .....	23
4.2. Elektrolizálók éves működése .....	24
4.2.1. Elektrolizálók az első, hálózatról táplált scenárióban.....	24
4.2.2. Elektrolizálók a második, nukleáris forrásból táplált scenárióban .....	27
4.2.3. Elektrolizálók a harmadik, naperőművi forrásból táplált scenárióban .....	29
4.2.4. Elektrolizálók a negyedik, szélerőművi forrásból táplált scenárióban .....	32
4.3. Elektrolizálók összermelése.....	34
4.4. Elektrolizálók, megújuló termelők és a hálózat kapcsolata .....	36
4.4.1. Naperőművi scenárió .....	36
4.5. Hálózati scenárió és CO <sub>2</sub> kibocsátás .....	39
5. Összegzés .....	41
6. Felhasznált források.....	43

## ELŐSZÓ

A különböző iparágak a klímaváltozás elleni küzdelem mentén szén-dioxid-mentessé kell tegyék a folyamataikat. Több iparágban (közlekedés, fűtés—hűtés) ez elektrifikációval megoldható, azonban számos olyan iparág van (cementgyártás, ammóniagyártás, acélgyártás), ahol csak a hidrogén tudja kiváltani a fosszilis energiahordozókat. Ezen célok következtében fontos vizsgálni, hogy a jövőbeli hidrogén igényeket milyen módon tudja a magyar energiarendszer kielégíteni. Ezen kutatás keretein belül a magyarországi villamosenergia- és gázhálózatokra összpontosító modellezést végzek el, különös tekintettel a hidrogén iránti keresletre, a termelésre és annak gazdasági következményeire.

Munkám során feltérképezem Magyarország jövőbeli hidrogénigényét, megépítem az Energy Exemplar PLEXOS elnevezésű szoftverében Magyarország és a szomszédos országok villamosenergia- és gázrendszerét. A modell alapján megvizsgálom a hidrogén előállításának módszereit több fajta elektrolizáló berendezés és különböző energiaforrások mentén. Feltérképeztem az elektrolizálók éves működését, néhány üzemállapot mentén, valamint a megtermelt hidrogén mennyiségét hasonlítottam össze a Magyarország Nemzeti Hidrogénstratégiája alapján. A szimulációs adatok elemzésével tanulmányom átfogó áttekintést nyújt Magyarország helyzetéről a hidrogénpiacon, valamint hozzájárulhat a megalapozott döntéshozatalhoz az energiastratégiai célkitűzések és a hidrogén infrastruktúra fejlesztése terén.

\* \* \*

## 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 segítettek 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, 2023. 10. 05.

Nagy Levente Robin

## 1. BEVEZETÉS

A klímaváltozás egy olyan probléma, amivel már ma is szembenéz az egész emberiség, viszont a jövőben ez lehet az egyik legsúlyosabb kérdés, amivel foglalkoznunk kell a fennmaradásunk érdekében. Az éghajlatváltozás okozta környezeti problémák, mint az abnormális időjárási jelenségek, anomáliák, hőhullámok, aszályok, hurrikánok és a tengerszint emelkedése rettentően komoly következményeket jelent a bolygónk egészére. Az üvegházhatású gázok és egyéb szennyező anyagok atmoszférába kerülésének drasztikus csökkentése elengedhetetlen a klímaváltozás mérséklése érdekében.

Ebben a kontextusban a hidrogéntermelés és a hidrogén ökoszisztéma elterjedése játszhatja a kulcsszerepet, mivel ez egy olyan karbonsemleges energiaforrás, amely lehetővé teszi a széndioxid-kibocsátás jelentős csökkentését amikor megújuló-, valamint egyéb karbonsemleges forrásokból állítjuk elő. A hidrogén képes lehet leváltani a hagyományos fosszilis energia előállítási technológiákat több iparágban is [1] (például az ipari hőtermelésben, műtrágya gyártásában, gyógyszeriparban, kőolajfinomításnál, vegyiparban, ammónia, műanyagok, egyéb vegyipari termékek gyártásánál, vas- és acélgégyártásnál, cementgyártásnál). Az előbb felsorolt iparágakból jól látszik, hogy a hidrogénnek ott lehet nagy szerepe, ahol vagy magas hőmérsékletű hőt igényel a folyamat, vagy az akkumulátoros energiátárolók kapacitása nem elegendő, azaz olyan folyamatok esetén, amik közvetlen elektrifikációval nem válthatók ki. Emellett nagy szerepe lehet a közlekedés karbonsemlegesítésében is [2]. A tehergépjárművek, személygépjárművek hajtása már ma is megoldható hidrogénes tüzelőanyagcellákkal, ám a hozzá tartozó infrastruktúrának a hatalmas kiépítési költsége és egyéb felmerülő problémák miatt egyelőre nem elterjedt közlekedési technológia.

Azon iparágaknak, amelyek hidrogénre tervezik alapozni a folyamataik szén-dioxid csökkentését elengedhetetlen előre jelezni, hogy miként fog kinézni a hidrogén piac jövője. A villamosenergia-piac modellek ebben nyújtanak nagy segítséget. Velük képesek vagyunk megtervezni, optimalizálni a megújuló energiatermelést, a megtermelt energia elosztását és tárolását, valamint a legújabb modellek képesek a hidrogén előállítás, szállítás, tárolás és felhasználás leírására is. Ezek a modellek olyan matematikai és számítási eszközök, amelyek komplex algoritmusok segítségével előre jelzik az energiafogyasztást és az ellátás szükségleteit, lehetővé téve a hatékony és fenntartható energiahasználatot. Ezen modellek hozzájárulnak ahhoz, hogy a hidrogén gyártása és felhasználása valós alternatívává válhasson a hagyományos energiatermeléssel szemben, így elősegítve a klímaváltozás elleni harcot.

Philipp és társai [3] tanulmányukban új megközelítést javasolnak a hidrogén integrálására a meglévő hosszú távú optimalizációs villamosenergia-piaci elosztási modellekbe. Megvizsgálták, hogy az elektrolizáló berendezések mikor fognak üzemelni, hogyan befolyásolja a villamos energia árakat a további villamosenergia-igény, és hogyan befolyásolja az elektrolízis a hidrogén- és a villamosenergia-ágazat kibocsátását. Elemzik továbbá a jövedelmezőségre és a megújuló energiaforrásokba történő beruházásokra gyakorolt hatásokat is cikkükben

Viktor Walter és társai legújabb cikkükben [4] négy tényezőt vizsgáltak, amelyek meghatározzák a hidrogén alacsony költséggel való ellátásának képességét Európában: a hidrogénigény nagyságrendje; a nagyszabású hidrogéntárolásba való beruházás lehetősége; a hidrogénfogyasztó iparágak folyamatainak rugalmassága; és a hidrogénigény földrajzi területei. A hidrogénigénynek a jövőbeli európai karbonsemleges villamosenergia-rendszerre gyakorolt hatását az eNODE költségminimalizáló villamosenergia-rendszer beruházási modell 0 - 2 500 TWh<sub>H2</sub> közötti hidrogénigényszintekre történő alkalmazásával vizsgálták. Megállapítást nyert, hogy a jövőbeli európai hidrogénigény nagy része költséghatékonyan kielégíthető, feltételezve, hogy a szél- és napenergia bővítését nem akadályozza a társadalmi elfogadottság hiánya, körülbelül 2,0 - 2,3 EUR/kgH<sub>2</sub> költség mellett. A hidrogén költsége Európában csökkenthető, ha a hidrogénfogyasztást stratégiai szempontból olyan régiókban helyezik el, ahol a szél- és napenergia számára kedvezőek a feltételek és alacsony a villamosenergia-igény.

Leander A. Müller és társai tanulmányukban [5] egy új térbeli költségmodellezési módszert dolgoztak ki a zöld hidrogén előállításának optimalizálására különböző felhasználási esetekben, különös tekintettel az alacsony és közepes jövedelmű országok számára való alkalmasságra. Megállapították, hogy a hidrogén előállítási költségei jelenleg 3,7 - 9,9 EUR/kgH<sub>2</sub> Kenyában. Megmutatták, hogy a Kenyában előállított ammónia a jelenlegi energiaválság mellett is versenyképes lehet a költségekkel, és hogy Kenya 7 €/kgH<sub>2</sub> költséggel exportálhat hidrogént Rotterdamba, ami a jelenlegi piaci árakat alulmúlja, függetlenül a hordozó közegtől. A várható műszaki-gazdasági fejlesztésekkel a hidrogén előállítási költsége Kenyában 2030-ra 1,8 - 3,0 €/kgH<sub>2</sub> -re csökkenhet.

A Jun Wang és társai által alkotott tanulmány [6] egy kockázatkerülő optimális működési stratégiát javasol a hálózatra kapcsolt fotovoltaiikus/szél/akkumulátor/dízel generátor számára, amely a villamosenergia- és a hidrogénpiacon való részvételre alkalmas. A hálózati vállalat rugalmasan kereskedhet energiával a két piacon, hogy az árarbitrázs alapján maximális nyereséget érjen el. A tavaszi napok szimulációjának eredményei nem kockázatos helyzetben azt

mutatták, hogy a hidrogénpiac figyelembevételével a várható összbevétel 2,74-szeresére javítható. Ezenkívül azt találták, hogy a hidrogéntermelés optimális működési stratégiáját jelentősen befolyásolják a kiszámíthatatlan szél erőműparkok.

Ahmed M. Al-Orabi, Mohamed G. Osman, Bishoy E. Sedhom tanulmányukban [7] a zöld hidrogénkapacitást mint az egyiptomi megújuló villamos energia és üzemanyag tárolásának potenciálisan új közegét értékelték. A legalacsonyabb nettó jelenértéket, a hidrogén kiegyenlített költségét, a szén-dioxid-kibocsátást és az energiaköltséget öt különböző konfiguráció három különböző helyszínen történő megvalósításával érték el. A kutatás kimutatta, hogy Egyiptom számos nap- és szél erőforrása felhasználható zöld hidrogén előállítására. Az eredményeik alátámasztják az egyiptomi nemzeti hidrogénstratégiát, amely szerint 2030-ra 60%-kal, 2040-re pedig 400%-kal kell növelni a zöld hidrogén termelését.

Benjamin L. és Benjamin P. tanulmányukban [8] a villamosenergia-alapú hidrogén termelési potenciálját vizsgálták egy 2050-ben karbonsemleges európai energiarendszerben. Az elemzést az Enertile energiarendszer-optimalizálási modell kibővített változatának felhasználásával végezték. A tanulmány a hidrogén lehetséges termelési mennyiségére összpontosított, a hidrogénért való fizetési hajlandóság bizonyos szintjeit feltételezve. A modell eredményei azt mutatják, hogy a megújuló energiák által dominált energiarendszerekben használt elektrolizálók két kulcsfontosságú műszaki-gazdasági tulajdonsággal kell, hogy rendelkezzenek: a rugalmas működés műszaki képessége és a villamos energia hidrogénné alakításának minél nagyobb hatékonysága.

Linus Engstam és társai cikkükben [9] az óránkénti hálózati kibocsátási tényezők használatát vizsgálták a dinamikusan működő elektrolízisek rövid távú éghajlati hatásának pontosabb meghatározása érdekében. Kidolgoztak egy modellt az északi európai villamosenergia-rendszer összekapcsolására, majd azt felhasználták a négy svédországi licitálási zóna átlagos hálózati mixének marginális kibocsátás-faktorjainak kiszámítására. Egy 10 MW elektrolizáló üzemeltetése a part menti szél- és hálózati villamos energia kombinációjával csökkentette a hidrogén költségét 2,40 – 3,63 €/kgH<sub>2</sub> értékre a kizárólag szélenergiával működtetett 4,68 €/kgH<sub>2</sub> értékhez képest.

Reza Babaei, David S-K Ting, Rupp Carriveau három kanadai szigeten végzett tanulmányában [10] hibrid energiarendszereket terveztek 50 lakóépület villamosításának és 25 hidrogénüzemű autó tankolásának támogatására. Az optimális megoldások és a főbb tervezési érzékenységek meghatározására paraméterezett műszaki-gazdasági elemzést alkalmaztak. Az önálló hibrid megoldásokat az óránkénti villamosenergia- és hidrogénterhelések és a rendelkezésre álló megújuló energiaforrások alapján szimulálták. Eredményeik igazolták, hogy a hidrogén és

a villamos energia egyidejű előállítását megújuló energiaforrások segítségével gazdaságilag és technikailag megvalósítható, emellett azt is megállapították, hogy az energiaköltségek egy rövid távú projekt esetében kihívást jelentenek, és kevésbé jövedelmezőek, mint egy hosszú távú projekt esetében.

Sofía De-León Almaraz, Viktor Rácz és társaik [11] többcélú költség-haszon optimalizálást végeztek el Magyarországi hidrogén piacra. A hidrogén költségét, globális felmelegedési potenciálját, biztonsági kockázatát és társadalmi költség-haszon értékének felhasználásával, egy vegyes egészértékű lineáris matematikai programozási modell segítségével készítették tanulmányukat. Eredményeikben bemutatták, hogy a zökkenőmentes átmenet érdekében előnyös a hidrogén kereslet több iparágban való elosztása, valamint az elektrolízis technológiára és az üzemanyagcellás járművekre való fokozatos áttérés. A nukleáris és szélenergiával működő vízelektrolízissel előállított folyékony hidrogén átlagos szintre vetített költségének 4,78 USD adódott és 3,14 kg CO<sub>2</sub>-egyenérték/kg H<sub>2</sub>-t kaptak, de ezt a hidrogén üzemanyagra kivetett adók és felárak nagyban befolyásolják, így mások lesznek a töltőállomáson fizetendő végső árak.

Az irodalomkutatásaim során arra jutottam, hogy a legprecízebb módszer, amivel tudnám modellezni a magyar, illetve a környező országok villamosenergia-rendszerét, majd abba integrálni a magyar hidrogénpiacot, az nem más, mint az órák felbontású több energiapiacokat (villamos energia, hidrogén) is modellezni képes szoftver. Ezen paramétereket az Energy Exemplar PLEXOS nevű szoftvere teljes mértékben teljesíti, így erre a programra esett a választásom.

Irodalomkutatásom során nem találtam olyan tanulmányt, amely Magyarország és a környező országok villamosenergia-rendszerét megépítette volna valamely energiapiaci program használatával és úgy vizsgálta volna a hazai elektrolizálókat működtetésének lehetőségeit, ezáltal értékelve Magyarország Nemzeti Hidrogénstratégiáját, így dolgozatomban új megközelítést nyújthat ezen a kutatási területen.

A dolgozatomban fő céljai ezek alapján a szomszédos országok és Magyarország 2030-as villamosenergia-rendszerének megépítése az Energy Exemplar PLEXOS elnevezésű modellező szoftverben. Dolgozatomban a következő kérdésekre szeretnék választ találni:

- Magyarország Nemzeti Hidrogénstratégiájában kitűzött célok megvalósíthatóak-e a felvázolt kapacitásokkal?
- Milyen energiatermelő folyamatokkal tudnánk működtetni az elektrolizálókat Magyarország 2030-as villamosenergia-piaci körülményei között?
- A jelenlegi elektrolizáló technológiák közül melyik lenne a legalkalmasabb a hazai használatra?

- Az elektrolizáló berendezéseket a hálózatra érdekesebb csatlakoztatni, vagy sziget üzemben egy atomerőmű, egy naperőmű, vagy egy szél erőmű mellé?

A dolgozatomban 2. fejezetében bemutatom a hidrogén termelésével kapcsolatos technológiákat, a hidrogénipart általánosan, a jelenlegi magyar hidrogénipart és piacot, valamint, hogy miért lehet fontos a hidrogén a karbonsemleges rendszerekben. A 3. fejezetben bemutatom a PLEXOS szoftvert és a felépített modellemnek a tulajdonságait, valamint Magyarország Nemzeti Hidrogénstratégiája szerint a hidrogéniparhoz tartozó értékeket. A 4. fejezetben részletezem a kutatásom eredményeit és levonom a szükséges következtetéseket.



## 2. A HIDROGÉN PIAC BEMUTATÁSA

Ebben a fejezetben összefoglalom a dolgozat megértéséhez szükséges információkat a hidrogén ökoszisztémáról. Bemutatom a hidrogénipar mai állását, a hidrogén termelési fajtáitól, az elektrolízis technológiáig, valamint a hidrogén szállítási és tárolási lehetőségeit, valamint részletezem a magyar hidrogénpiac jelenlegi állapotát.

### 2.1. A hidrogéniparról általánosan

Jelenleg 6 fajta hidrogént különböztetünk meg [12] az előállításuk módja alapján. Ezeket színjelzés szerint különítjük el egymástól, amely színek a szürke, kék, türkiz, zöld, lila és a sárga. Az előállítási technológiák egy része jól kidolgozott technológia. A hagyományos előállítási módszerek alapanyagként földgázt, szenet vagy olajat használnak, majd gőzreformálással vagy gázosítással hidrogénné alakítják át, amely CO<sub>2</sub>-t bocsát ki, ha csak nem kötik le és tárolják vagy használják fel a szén-dioxidot. Mind a szürke és a kék hidrogén előállításánál ezeket az eljárásokat használják. A szürke és a kék hidrogén között csak az a különbség, hogy a kék színű hidrogén előállítása során valósul meg a szén-dioxid megkötése vagy felhasználása, azaz ennek a hidrogén előállítási technológiának jóval alacsonyabb a CO<sub>2</sub> kibocsátása (de ennek sem nulla, hiszen a jelenlegi technológiákkal nem tudjuk a kibocsátott szén-dioxid teljes mennyiségét megkötni). Jelenleg a legnagyobb mennyiségű hidrogén a szürke hidrogén [13] CO<sub>2</sub> kibocsátása igen szignifikáns, ám mivel ez egy kiforrott technológia, igen olcsó árakat eredményez, így ezt használják a legtöbben. Jelenleg a kék hidrogén a zöld hidrogénre való teljes átállás előtti áthidaló technológiának tekinthető.

Egy másik kiforrott, de nem széles körben kifejlesztett technológia a metán termikus krekolása oxidáló reakciópartnerek, például oxigén, vízgőz vagy szén-dioxid kizárásával, az úgynevezett metán pirolízis. A hagyományos termelési módszerekkel ellentétben, a metán-pirolízis útján előállított türkiz hidrogén mellékterméke szilárd szén, szálal szén, vagy szén nanocsövek formájában valósul meg, amely felhasználható más termékek előállításához. Ezek a nanocsövek kereskedelmileg értékes anyagot jelentenek, számos alkalmazásban hasznosak, különösen adszorpciós folyamatokban és katalízisben, illetve a szén tárolásának lehetőségeként, akár kisebb szénlábnyomot is eredményezhet [14].

A zöld hidrogén olyan hidrogén, amelyet vízből állítanak elő elektrolízissel, megújuló energiaforrásokból származó villamos energia felhasználásával. Ez a fajta hidrogén különösen fontos a fenntarthatóbb energia- és közlekedési rendszerre való áttérés szempontjából.

Ha a hidrogén elektrolízissel történő előállításához szükséges villamos energiát a hálózatról veszik, akkor ez a hidrogén nem minősül zöldnek, mivel ebben az esetben a vételezett villamos energia szén-dioxid-kibocsátása a hálózat aktuális energiamixétől függ, így ez a technológia egy külön színjelzést (sárgát) kapott.

A lila hidrogén folyamatában megegyezik a zöld hidrogénnel, azonban ebben az esetben nem megújuló energiaforrások által termelt villamos energiát, hanem atomerőművek által termelt villamos energiát használ az elektrolizáló a víz bontásához. Az európai energiapolitikai térben jelenleg nagy vita van arról [15], hogy az atomenergiából történő hidrogéntermelést karbonszemleges hidrogénnek tekintés-e, ez azonban gyakorlati alternatívává válhat sok régióban.

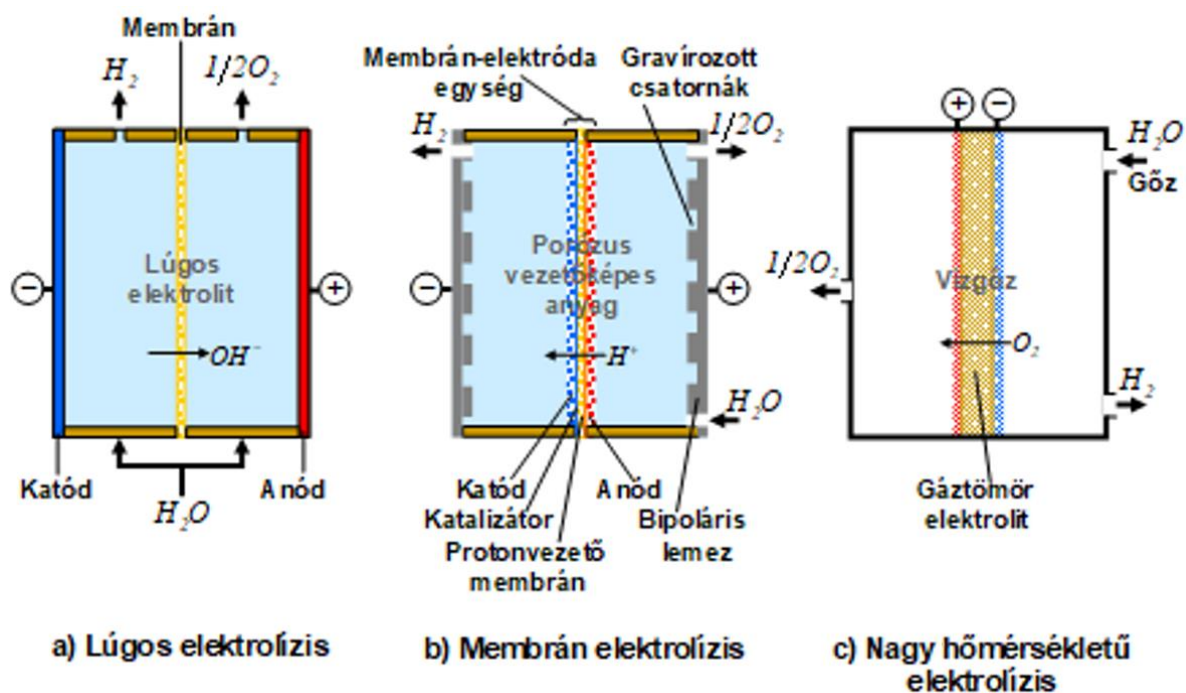
Az elektrolízis, vagyis a vízbontás, villamos energia hatására történik, amikor a vízmolekulák ( $H_2O$ ) hidrogénre ( $H_2$ ) és oxigénre ( $O_2$ ) bomlanak szét az elektrokémiai hatás következtében, ami a kötéseket bontja meg. Ez a folyamat gyakorlatilag az üzemanyagcellákban zajló folyamat fordítottja. A vízbontás elektrolizáló cellákban történik, ahol két félreakció zajlik az egyes elektródákon. Az elektródák ionvezető elektrolitban találhatók, amely lehet például lúgos oldat (alkálikus cellák esetében) vagy ionvezető polimer (PEM típusú elektrolízis során). A hidrogén gáz az elektródák negatív oldalán (katód) keletkezik, míg az oxigén a pozitív oldalon (anód). Az elektrolitban a szükséges töltésáramot hidroxidionok ( $OH^-$ ) vagy protonok szállítják, míg az elektronok (azaz elektromos áram) a külső áramkörben keringenek. A két képződő gáz keveredésének megakadályozása érdekében egy gáztömör, ion-áteresztő membrán választja el a két reakcióteret egymástól. A vízbontáshoz szükséges villamos energiát egyenáram formájában juttatják a folyamatba [16].

Jelenleg három fő elektrolízis technológia létezik [12] [3] [17]: a lúgos víz elektrolízise, a polimer elektrolit membrán (angolul Polymer Electrolyte Membrane, röviden PEM) elektrolízis és a szilárd oxid elektrolízis cellák (angolul Solid Oxide Electrolysis Cell, röviden SOEC). A lúgos vizes elektrolízis (angolul Alkaline Electrolysis Cell, röviden AEC) a legkiforrottabb, legérettebb és így a legköltséghatékonyabb technológia, amelyet már 1920 óta alkalmaznak, piaci részesedése mintegy 70%. Ennek a technológiának előnye az alacsony költség és a hosszú élettartam. Hátránya, hogy az ALK elektrolízis folyamatát folyamatosan működtetni kell a cella károsodásának elkerülése érdekében, így a változó megújuló energia nem lehet egyetlen energiaforrás a működtetéséhez szükséges villamos energiára. Emellett problémákat okoz az alacsony áramsűrűség és a korróziós körülmények is.

A polimerelektrolit-membrán (PEM) 1960 óta működőképes technológia, és a kisebb rendszerméret miatt alkalmasabb városi területeken. Ezenkívül gyorsabban indítható, így alkalmas a megújuló villamos energia túlkínálatának lekövetésére. Ha később a hidrogénre nyomás alatt

lévő formában van szükség a felhasználáshoz vagy tároláshoz, a nagy nyomású PEM-ek már képesek a szükséges nyomású hidrogént biztosítani, újabb átalakítási lépés nélkül, ami nagyobb általános hatékonyságot eredményez a folyamat számára. Ez a technológia azonban a drága elektródkatalizátorok és membránanyagok miatt magasabb tőkeköltségekkel jár.

Az alacsony várható tőkeköltségek és a magas hatásfok miatt nagy várakozásokkal járó technológia a szilárdoxid-elektrolízis-cella (SOEC), amely a közelmúltban vált elérhetővé a piacon, így ez még egy kiforratlan technológia, de erős potenciállal bírhat a jövőben. A SOEC-ben a magas hőmérsékletű gőzzel történő elektrolízis üzemi hőmérséklete 700 és 1 000 °C között mozog, ami hozzájárulhat a kevesebb villamos energia felhasználásához, mivel a reakció termodinamikai feltételei ilyen körülmények között jobbak, és a folyamatba közvetlenül hő is bevitelhető. A technológia néhány hátránya az elektródák instabilitása és leválása, biztonsági problémák, valamint nagy kérdés, hogy milyen forrásból állítunk elő ilyen nagy hőmérsékletű hőt. Erre lehet egy alkalmas megoldás a negyedik generációs reaktorok, amelyek akár ilyen magas hőmérsékletű hő előállítására is képesek lesznek CO<sub>2</sub> kibocsátás nélkül [18].



1. ábra Elektrolízisek működésének ábrája [17]

Az elektrolízis folyamatának döntő (90% feletti) része a vételezett villamos energia ára, így a hidrogén előállítása ilyen technológiával már ma is meg tudja közelíteni az olcsóbb előállítási módokat és a teljes ciklusát nézve a legkisebb ökológiai lábnyommal rendelkezik. Bár a hidrogén átalakítására szolgáló tüzelőanyagcellák jelenleg magas beruházási költségekkel és alacsonyabb hatásfokkal rendelkeznek, ami megnehezíti a technológia piaci terjedését, a prognózisok

szerint jelentős hatásfokjavulás és markáns költségcsökkenés várható a jövőben ezen egységeknél [19].

Manapság a hidrogén szállítása jellemzően cseppfolyós vagy komprimált gázhalmazállapotban történik. Nagy mennyiségben történő szállítása esetén csővezetéken keresztüli megoldás jellemzően gazdaságosabb lehet [20]. Kisebb mennyiségben vízi-, közúti-, vagy akár vasúti szállítása is megoldható, amellett, hogy kis távolságban akár jobb alternatíva is lehet.

A vezetékes szállításra két lehetőség adódik. Használhatunk csak erre a célra kiépített hidrogénhálózatot, de ennek beruházási költségei igencsak magasak [20]. Ezt a módszert célszerű nagy igényű ipari létesítmények felé kiépíteni. Emellett használhatjuk a mindenhol meglévő és kiépített földgázhálózatot hidrogén részleges bekeverésével. Ezen technológia még elég kiforratlan, hiszen a jelenlegi magyar földgázhálózat maximum 2 térfogat % hidrogént képes befogadni [21], így további fejlesztések és kutatások szükségesek a magasabb bekeverési szint meghatározásához.

A hidrogén tárolására vannak ötletek és feltételezések [21], de jelenleg küzdenek a sajátos technológiai kihívásaikkal amellett, hogy a tanulási fázisban vannak ezek a tárolási technológiák. Lehetne tárolni a hidrogént kimerült földgáz- és kőolajmezőkben, ez jelenleg kutatási fázisban van. Korai alkalmazási fázisban van jelen jelenleg a kimerült sóbányákban való tárolás. Az egyetlen érett technológia az a mesterséges tartályokban történő tárolás. Magyarországon a földgáztárolókban való elhelyezésben rejlik jelentős potenciál, mivel országunk nem rendelkezik kimerült sóbányával, vagy kőolajmezővel, viszont amíg nem bizonyítják, hogy a tárolás teljes mértékben megvalósítható ilyen formában, nem fog tudni elterjedni a technológia a mesterséges tárolók igen magas kiépítési költségei miatt.

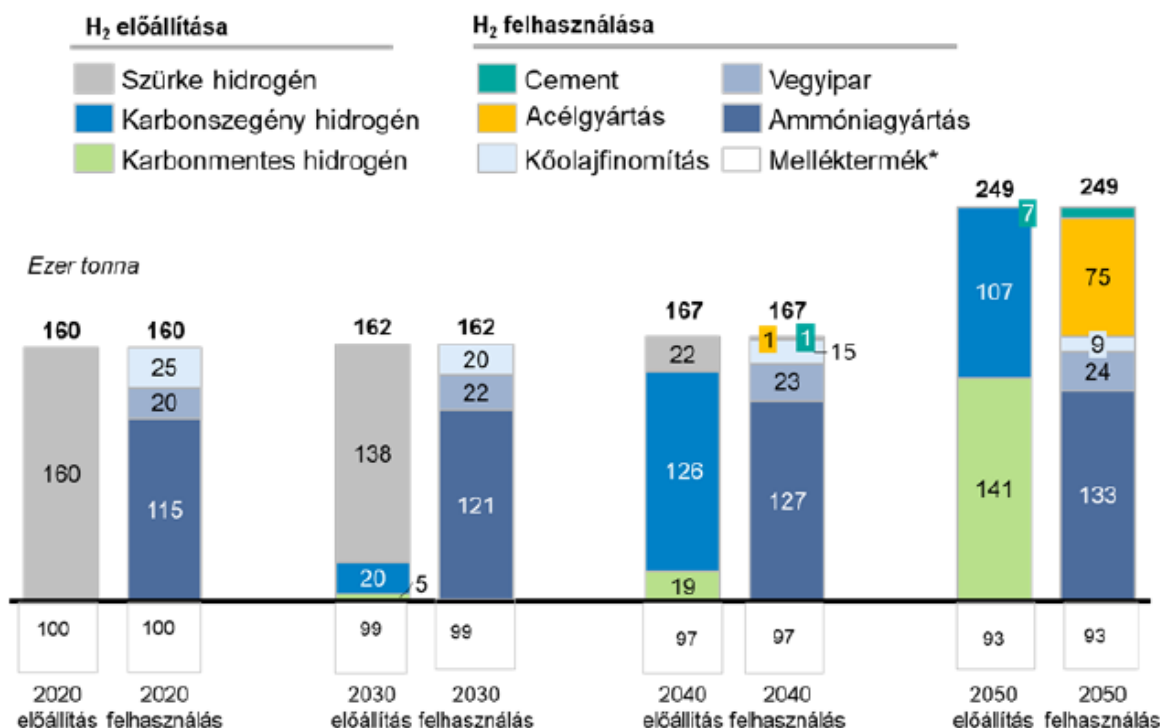
Jelenleg a megtermelt hidrogén túlnyomó része az ipari környezetben kerül felhasználásra. Az ammóniagyártás, a vegyipar és a kőolajfinomítás használ fel a legtöbb hidrogént jelenleg. Ám a jövőben a hidrogén infrastruktúra és technológia, valamint a villamosenergia-szektor fejlődésével számos más alkalmazási mód is szóba jöhet. Az acél és cementgyártás résztvevői is nagy mennyiséget lehetnek képesek majd felvenni. A másik terület, ami nagy potenciállal bírhat az a közlekedés. Az üzemanyagcellák fejlődésével és elterjedésével lehetőség lesz a szárazföldi személy- illetve teherforgalom és a vízi hajózás részleges hidrogénüzeművé alakítására. Az épületszektorban is nőhetnek az igények a hidrogén földgázba való bekeverésével [21].

## *2.2. Magyarország jelenlegi hidrogénpiaca/infrastruktúrája*

Magyarországnak vannak konkrét tervei és elhatározásai a hidrogéngazdaság korai kiépítésével kapcsolatosan. Ennek a jövőképét a Magyarország Nemzeti Hidrogénstratégiája [22] című kiadvány mutatja be. Már jelenleg is megkezdődtek a törekvések ezen tervek elérésével kapcsolatosan. Az Akvamarin pilot projekt keretében a Magyar Földgáztároló Zrt. 2023 második negyedévében átadta a 2 MW összteljesítményű (2 db 1 MW-os egység) elektrolizálókat és a kb. 18 000 m<sup>3</sup> hidrogén átmeneti tárolására képes puffer tartályokat. Ezen a kísérleti berendezésen már megkezdődött a próbaüzem a különböző kutatásokkal és mérésekkel együtt. Itt több egyetem közreműködésével folynak vizsgálatok a földgáz bekeveréssel kapcsolatban [23]. Emellett a Bükkábrányi Energiapark a Szegedi Tudományegyetemmel közösen egy 1 MW-os PEM típusú elektrolizálót épített, ami tisztán napenergiából állít elő zöld hidrogént, emellett további kutatások céljából a bükkábrányi telepítést szimuláló erőművi modellt (25 kW-os demonstrációs üzemet) is létrehoznak Szegeden [24].

Magyarország elsősorban a karbonsemleges zöld hidrogén előállítását támogatná a jövőben, elsősorban megújuló energiából, de a lehetőségek között szerepel a nukleáris forrásból, vagy a hálózatból vételezett karbonsemleges villamos energiából való működtetés is. A 2030-as évre vonatkozólag kiemelt célokat határoz meg a Stratégia. Ezek között talán a legfontosabb a 240 MW elektrolizáló kapacitás, a 20 ezer tonna/év karbonszegény hidrogén és a 16 ezer tonna/év zöld és egyéb karbonmentes hidrogén előállítása.

Ezen felül a közlekedésben is szerepet szán a hidrogénnek a Stratégia. 20 darab hidrogén töltőállomást és 40 darab töltőpontot szeretne Magyarország létesíteni az elképzelések szerinti 4,8 ezer hidrogén és tüzelőanyag-cellás (angolul Hydrogen Fuel-Cell Vehicle, röviden HFC) járműnek. Ezzel 130 ezer tonna szén-dioxid-kibocsátás elkerülését célozza meg a Stratégia. Az ipari felhasználás dekarbonizációja mellett a hidrogént a villamosenergia- és a földgázinfrastruktúra támogatására is használnánk [22].

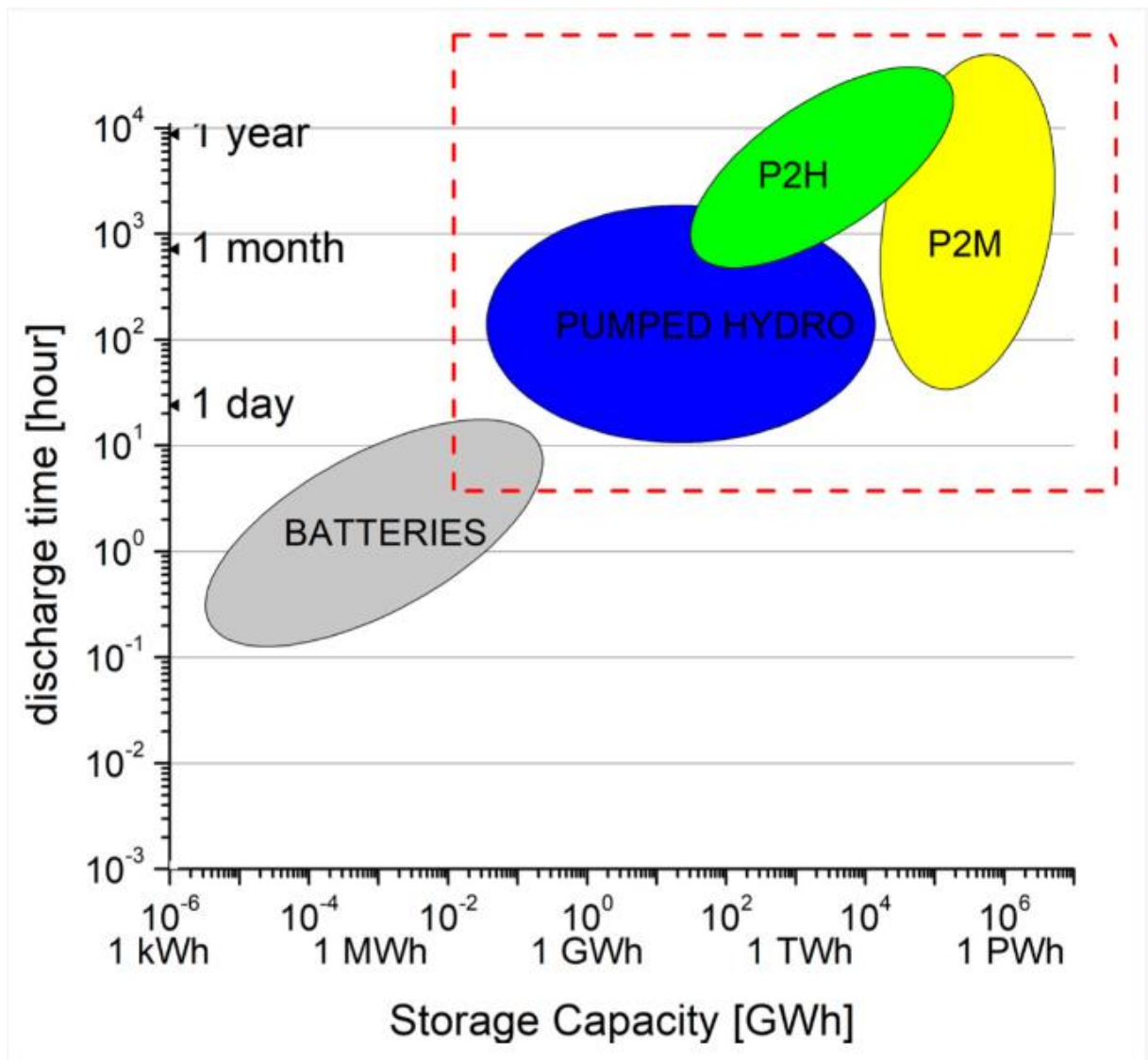


2. ábra Hazai ipari hidrogénelőállítás és -felhasználás várható alakulása [22]

Mivel Magyarországon jelenleg nincsen szivattyús-tározós erőmű így egy megoldás lehet a naperőművek napközbeni túlermelésének [25], [26] problémájára az időszakosan keletkezett többlet villamosenergia-átalakítása hidrogénné, annak tárolása, majd a villamos energia hiánykor fellépő visszaalakítása. Ennek a Power-To-Hydrogen technológiának nagy jelentősége lehet a villamosenergia-rendszer kiegyensúlyozásában, valamint a regionális hálózati problémák megoldásában.

### 2.3. Miért fontos a hidrogén a teljesen karbonsemleges rendszerekben

A hidrogén egyre inkább előtérbe fog kerülni a klímaváltozás elleni harcban, mivel olyan tulajdonságokkal és potenciállal rendelkezik, ha ki lesz fejlesztve hozzá a megfelelő infrastruktúrális háttér, amelyek kulcsfontosságúak lehetnek a teljesen karbonsemleges energia-rendszerek kialakításában. A hidrogén a megújuló energiatermelés tárolási és szállítási lehetőségeit foglalja magában, amelyek segíthetnek a fenntarthatóbb jövőkép elérésében. Segítségével csökkenthető lenne az országok földgáz- illetve olajfüggősége az ilyen erőforrásokban gazdag nagyhatalmaktól.



3. ábra A kisütési idő és a tárolókapacitás diagramja különböző tárolási módszerek esetén [27]

A Power-To-Hydrogen (P2H) [27] technológiával lehetőségünk lehet a megújulók túltermeléséből származó olcsó villamos energia és elektrolizáló segítségével átalakítani az importálni nem érdemes villamos energia mennyiséget hidrogénné. Ez azt jelenti, hogy a megújuló energiatermelés időnként túllépheti a magyar villamosenergia-rendszer szükségleteit, például a napfényes vagy szeles időszakokban [25], [26]. A hidrogén előállítás ilyenkor lehetővé teszi az energiátárolást, amit később el lehet használni más időpontban. A megtermelt energiahordozókat ezután hosszú ideig tudjuk tárolni, majd a kellő időszakban visszaalakítani villamos energiává. A P2H technológia hatásfoka kriogén folyadéktárolással akár 75 %-os is lehet. Ez a rugalmasság segíti a stabil energiaellátást, és csökkenti az olyan hálózati problémákat, mint az áramkimaradások. Ezen technológiánál fontos megjegyezni azt, hogy Magyarországon csak

akkor tud releváns lenni a technológia, ha be tudják bizonyítani, hogy a földgáztárolókban képesek leszünk akár 100%-ban is hidrogént tárolni. Ez ügyben jelenleg is folyamatban vannak a kutatások, de ha ez nem bizonyosul be, akkor a tárolók magas kiépítési költségei miatt nem lesz igazán elterjedt módszer.

A hosszú távú közlekedésben is fontos szerepet játszhat a hidrogén. A hidrogénüzemű járművek nem csak nulla szén-dioxid-kibocsátással közlekedhetnek, hanem hosszú hatótávolságuk és gyors töltési lehetőségük is segít a fenntartható közlekedés előmozdításában.



### 3. ADATOK ÉS MÓDSZEREK

A kutatási munkámban kitűzött villamosenergia- és hidrogén-piaci modellek megépítéséhez az Energy Exemplar PLEXOS nevű szoftverre [28] esett a választásom, mivel a PLEXOS lehetővé teszi, hogy az összes adatfolyamot - bármilyen részletességgel - egyetlen, egységes energiamodellező és előrejelző platformban egyesítsük. Nagy teljesítményű szimulációs képessége zóna- és csomóponti energiamodelleket elemez a hosszú távú beruházástervezéstől, a közép-távú operatív tervezésen át, egészen a rövid távú, óránkénti és órán belüli piaci szimulációkig. Ezen tulajdonságok miatt tökéletes választásnak bizonyult a kutatásom elvégzéséhez.

#### 3.1. A szoftver bemutatása

A PLEXOS egy világszinten elismert kereskedelmi villamosenergia-rendszer modellező szoftver, aminek segítségével villamosenergia-piaci szimulációkat tudunk létrehozni. A PLEXOS determinisztikus vegyes egésztértékű (mixed integer) optimalizáláson alapuló modellező rendszerként funkcionál, a villamosenergia-termelés várható költségeit próbálja folyamatosan minimalizálni, figyelembe véve különböző paramétereket. Ezek lehetnek határfokok, minimális stabil termelések, fel-/leterhelési sebesség, változó üzemeltetési költség, a működéshez szükséges üzemanyagnak az ára, valamint fűtőértéke.

A szoftver képes az energiapiacok többfajta időbeli felbontására, amit a felhasználó határoz meg. Ez órás intervallumtól egészen egy perces bontásig csökkenthető. A kutatásom keretein belül 1 órás szimulációs bontást alkalmaztam. A modellem időtávja 1 év hosszúságú, amit a program 1 napos lépésekben old meg. Az optimalizáció figyelembe veszi az aktuális nap előtt és után történt 24 óra eseményeit és ezen paraméterek alapján oldja meg a problémát. A kutatásomban a modellen belül az országokat egyetlen régióhoz kötött nódus jellemzi, amihez a villamosenergia-termelő generátorok primer energiahordozó szerint csoportosítva kapcsoltam. Az országok közötti határkeresztező kapacitást pedig országpáronként egy-egy határmetszéki vezeték jelképezi. A modellben az erőművek karbantartását és a nem várható kieséseit nem vettem figyelembe, ugyanis ehhez minden ország minden erőművéről rendelkezniem kellett volna a szükséges adatokkal. A modellbe épített specifikus adatokat a későbbi fejezetekben részletezem.

### *3.2. A vizsgált országok adatai*

A kutatásomban Magyarország (HU) villamosenergia-rendszere mellett a következő országok rendszerei kerültek modellezésre: Ausztria (AT), Szlovákia (SK), Románia (RO), Szerbia (SR), Szlovénia (SLO) és Horvátország (HR). Ukrajna villamosenergia-rendszerének helyzete az elmúlt évben igencsak kilátástalan a jelenleg is zajló lévő orosz-ukrán háború miatt, így a modellem nem foglalja magában Ukrajna villamosenergia-rendszerét. A modellezett országokhoz tartozó jövőbeni villamosenergia-rendszerek adatait Biró Bence TDK dolgozatából [29] vettem át.

### *3.3. A villamosenergia-hálózat modellezési környezetének bemutatása*

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, beépített kapacitás, határkeresztező kapacitás, erőművek műszaki- és gazdasági paraméterei, valamint a nem szolgáltatott villamos energia ára voltak.

Az egyik legfontosabb jellemzője egy ország villamosenergia-ellátásának a fogyasztás éves mértéke mellett annak órás lefutása. A másik legfontosabb tulajdonság, ami meghatározza egy ország villamosenergia ellátásának milyenségét, az az ott megtalálható erőműveknek a beépített kapacitása. Két ország villamosenergia-rendszerének kapcsolatát a határkeresztező kapacitások valósítják meg. Ezáltal lehetőség nyílik az országokhatárok közötti villamosenergia-kereskedelem modellezésére. Ezeket a kapacitásokat egyetlen vezeték definiálásával valósítottam meg a PLEXOS rendszerén belül. Ezekon a vezetéseken korlátozva van az áram maximális és minimális áramlása az országok közötti aggregált határkeresztező kapacitások függvényében.

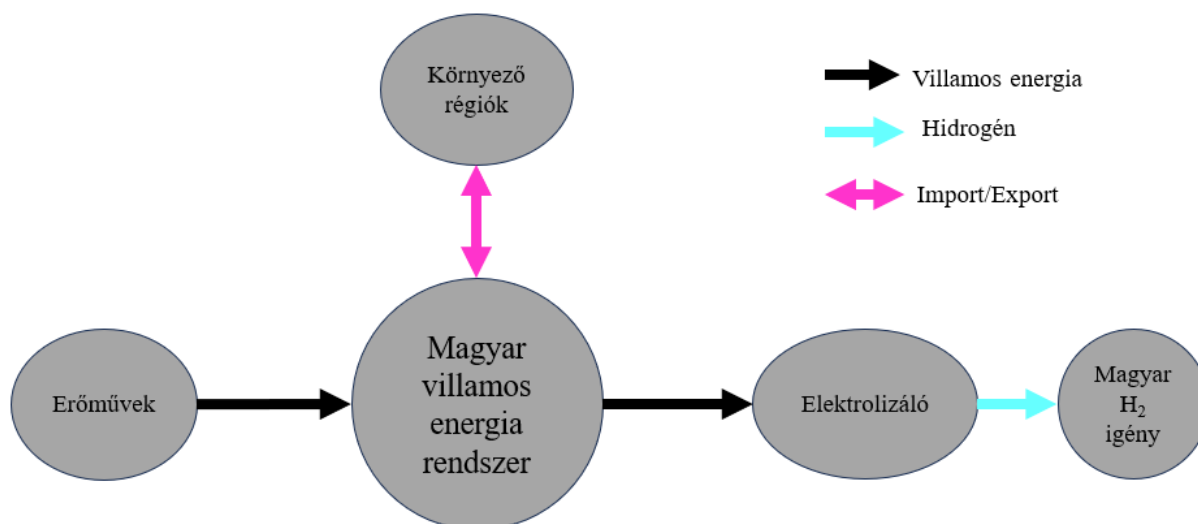
Mivel törekedtem a minél pontosabb villamosenergia-piac modell környezet létrehozására ezért az erőműveket minden szükséges bemeneti adattal elláttam. A PLEXOS-ban számtalan lehetőség van erre. Rengeteg előre definiált tulajdonságot lehet az erőművekhez rendelni, így a műszaki és a gazdasági paramétereket a megfelelő precízséggel modellezni. Nem utolsó sorban a nem szolgáltatott villamos energia árát is beállítottam, hogy a modell villamosenergia-piaci része teljes legyen. Ez az állapot akkor lép elő amikor az erőművek nem tudnak lépést tartani a fogyasztás mértékével és hiány keletkezik a piacon. Ennek a hiánynak a neve a nem szolgáltatott villamos energia. Ebben a fejezetben leírt adatokat egységesen Biró Bence TDK dolgozatából integráltam a modellembe [29].

### 3.4. Hidrogén termeléséhez szükséges modellezési környezet

A PLEXOS rendszer környezetében lehetőségünk nyílik a hidrogén infrastruktúrát a villamosenergia-rendszerbe integrálni. Ezt a Gas csoport bekapcsolásával valósíthatjuk meg. Először is a Power2X objektum bekapcsolásával lehetőségem nyílt az elektrolizálók megalkotására a rendszerben. Ezeket egy Gas típusú nódushoz kellett kötnöm, amit, ha még egy Gas Demand nevű objektumhoz kapcsoltam, meg tudtam adni a hazai hidrogénigényt. Ezt az adatot Magyarország Nemzeti Hidrogénstratégiája [22] alapján 36 000 t/év-nek vettem, amit át kellett konvertálnom napi bontású GJ dimenzióba, azt feltételezve, hogy ez az igény napi bontásban egyenletesen jelentkezik.

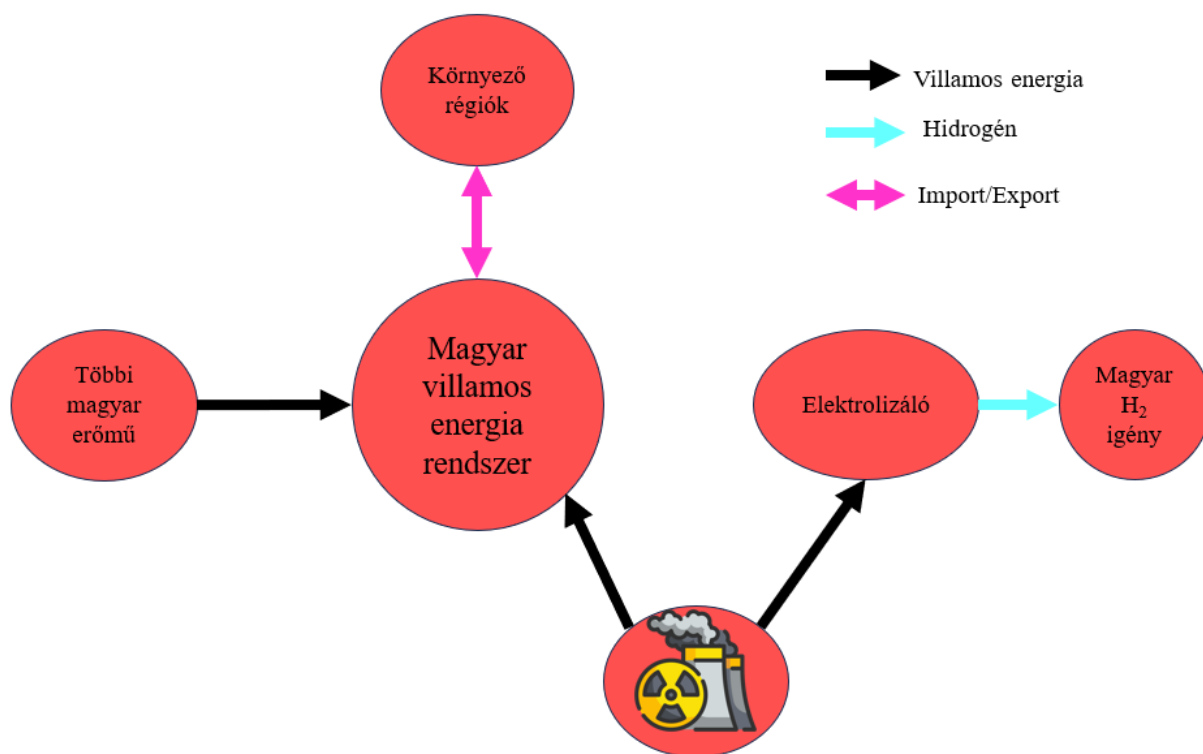
#### 3.4.1. A HÁLÓZATHOZ KAPCSOLT HIDROGÉNTERMELÉSI MODELL

A modellemben 4 különböző forgatókönyvet vizsgáltam. Minden egyes forgatókönyvet 3 különböző típusú elektrolizálóval modelleztem, így összességében 12 féle scenárió futtatását végeztem el. Az első scenárió egy olyan felállítás volt, amikor közvetlenül a magyar hálózathoz voltak kapcsolva az elektrolizálók. Itt az összes működésükhöz szükséges energiát a hálózaton éppen működő erőművek szolgáltatták. Ezt a forgatókönyvet a 4. ábrán szemléltetem.



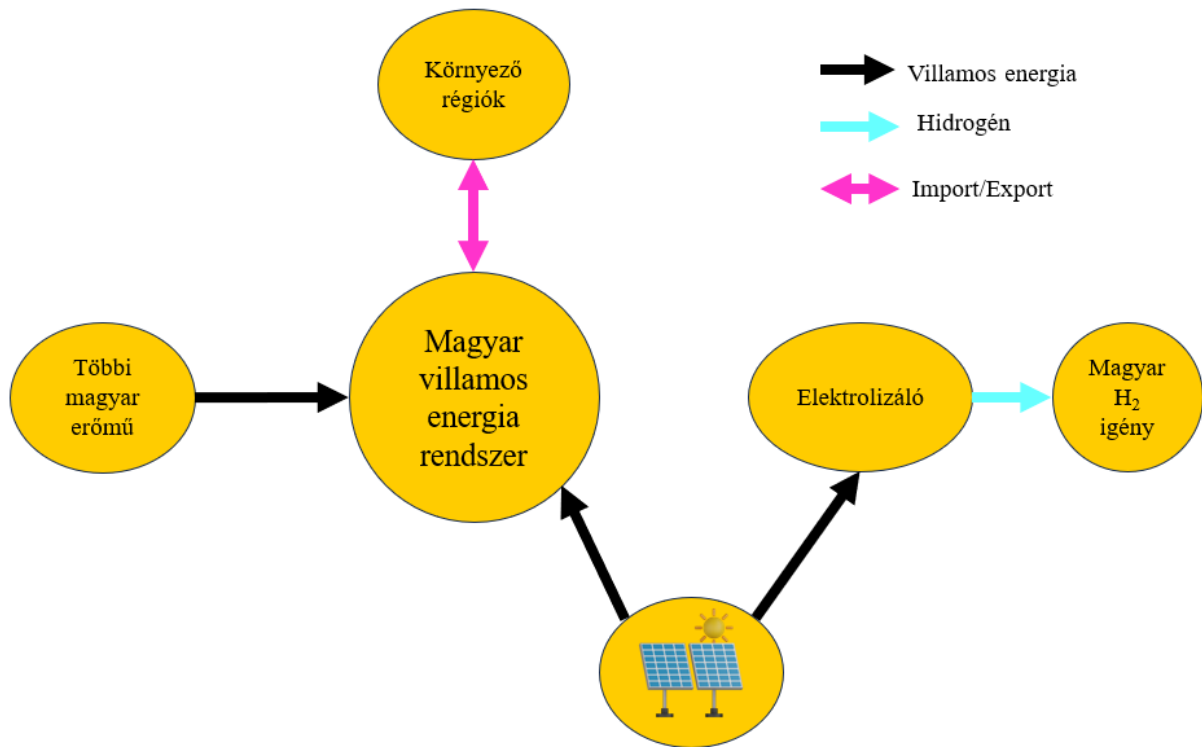
4. ábra A PLEXOS modell felépítése a hálózati scenárióban

A második scenárióim alakulását az 5. ábrán mutatom be. A magyar hálózaton működő atomerőművi kapacitást egy külön nóduson definiáltam, amihez hozzá volt kötve az elektrolizáló nódusa. Az atomerőművi nódusból a villamos energia két féle irányba tudott folyni, a magyar hálózat és az elektrolizáló felé. Az elektrolizálók így csak nukleáris forrásból származó villamos energiával tudnak működni ebben a scenárióban.

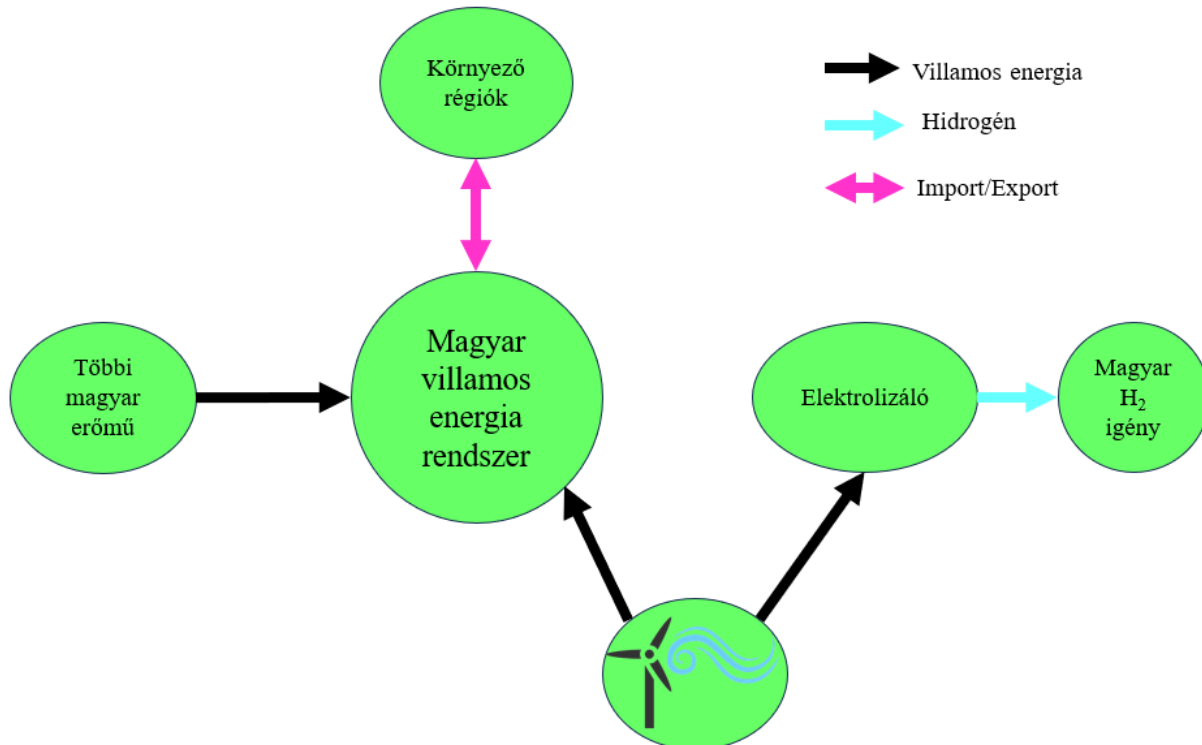


5. ábra A PLEXOS modell felépítése a nukleáris scenárióban

A harmadik és negyedik forgatókönyvben is a 2. scenárióhoz hasonlóan jártam el, viszont a hálózathoz és az elektrolizáléhoz kapcsolódó nóduson a teljes magyar naperőművi (3. scenárió) és szélenerőművi (4. scenárió) kapacitás szerepelt. Ezekben az esetekben így az elektrolizálók tisztán megújuló energiaforrásokból származó villamos energiával voltak képesek működni. A 3. scenárióát a 6. ábrán, a 4. scenárióát a 7. ábrán szemléltetem.



6. ábra A PLEXOS modell felépítése a naperőművi scenárióban



7. ábra A PLEXOS modell felépítése a szélőművi scenárióban Elektrolizálók

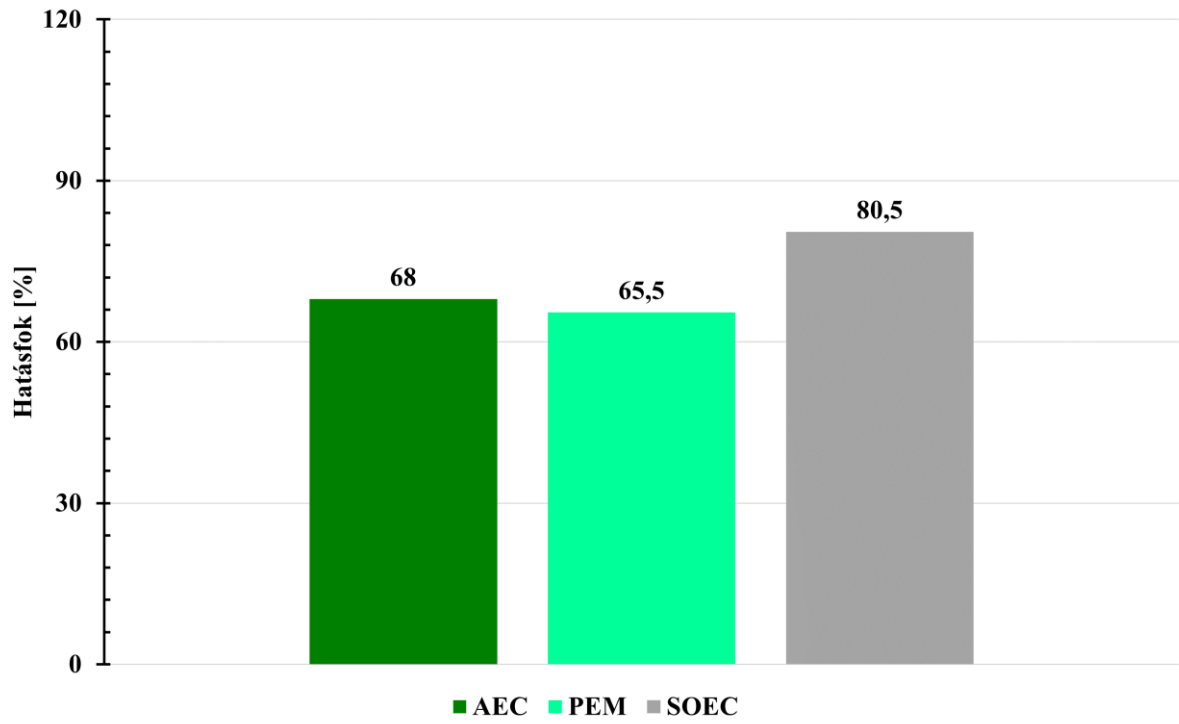
A kutatásomat illető egyik legfontosabb adatok az elektrolizálók tulajdonságai. Én 3 fajta elektrolizálót vizsgáltam, melyek a következők: lúgos (AEC), polimer elektrolit membrán (PEM) és szilárd oxid-elektrolízis cellatechnológia (SOEC). Azért ezt a 3 technológiát választottam mivel az irodalomkutatásom alapján azt találtam, hogy ezek lehetnek azok a technológiák, amikben rejlik annyi potenciál, hogy a közeli jövőben elterjedtté váljanak. Ezen berendezések adatainak a meghatározásához a Nemzetközi Energia Ügynökség (angolul International Energy Agency, röviden IEA) IEA tanulmányát [30] használtam fel.

Az elektrolizálókhoz a következő tulajdonságokat rendeltem:

- Maximális teljesítmény [MW]: definiálja a termelőegységek névleges nettó teljesítményét. Ezt az adatot minden egyes elektrolizálónál 240 MW-nak vettem a Magyarország Nemzeti Hidrogénstratégiája alapján
- Hatásfok [%]: A hatásfok a létesítmény által előállított kimeneti termékek mennyisége (energiaegyenértékben kifejezve) az elektromos energia bemenet függvényében. Ezeket az adatokat az IEA tanulmánya [30] alapján átlagolva definiáltam.
- Változó üzemeltetési és karbantartási költség [\$/MWh]: a változó üzemeltetési és karbantartási díj, amely a berendezés üzemeltetésének változó költségét adja meg. Ezen adatokat a Fejlett rendszervizsgálatok az energetikai átmenethez (angolul Advanced System Studies for Energy Transition, röviden Asset) elnevezésű kiadványából emeltem át [31].

Az elektrolizálók hatásfokát a 8. ábrán tüntettem fel.

### Elektrolizálók hatásfoka



8. ábra Elektrolizálók hatásfoka

## 4. EREDMÉNYEK ÉS KÖVETKEZTETÉSEK

Ebben fejezetben a PLEXOS környezetében végzett szimulációs eredményeimet fogom részletezni. A fejezet tartalmazza az elektrolizálók összfogyasztásának alakulását és különbségeit az általam bevezetett négy különböző forgatókönyv szerint, az elektrolizálók óras termeléseinek bemutatását, az elektrolizálók fogyasztásában fellépő különleges eseteket, valamint a hálózatra kapcsolt elektrolizálók átlagos CO<sub>2</sub> kibocsátási adatainak összehasonlítását a nem karbonsemleges hidrogén előállítási adataival.

### 4.1. Elektrolizálók éves fogyasztása

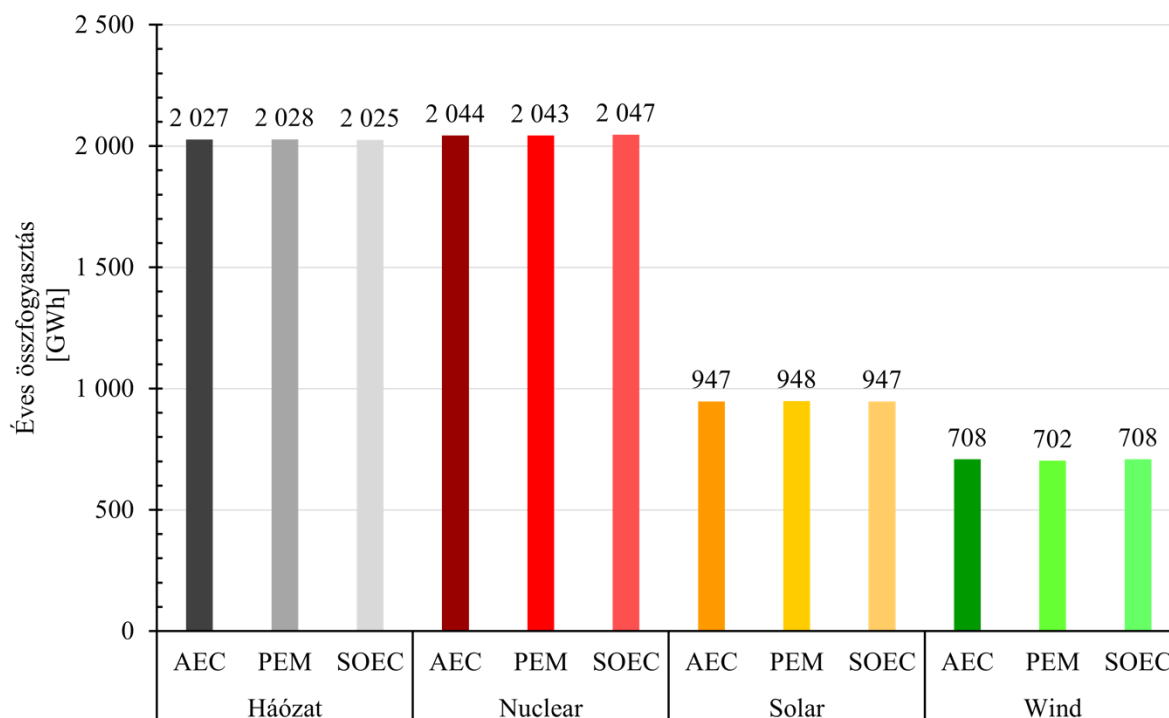
Az első fontos adat, amit a modellem felépítése és lefuttatása után ki tudtam értékelni az az elektrolizálók éves fogyasztása. Ezeket a 9. ábrán szemléltettem.

Az elektrolizálók a 9. ábrán látható eloszlásban működnek a különböző scenáriókban. Az ábrákon jól látható, hogy a hálózati és a nukleáris forrásból működtetett elektrolizálók éves összfogyasztása szinte megegyezik, amellet, hogy ezek a legnagyobbak a négy scenárió közül. Ez azért történik mert mindkét scenárióban a 6 paksi blokk 4 400 MW kapacitása uralja a magyar villamosenergia-piaci termelést. Ezen felül azt a megállapítást lehet tenni az eredményeim alapján, hogy a nap- valamint a szélenergiából származó elektrolizálók működése sokkal kisebb mértékű, mint az előző két scenárióban.

A nap és szélenergiák kihasználási tényezője jóval alacsonyabb, mint egy atomerőműé, ezért nem képesek elegendő mennyiségű villamos energiát termelni az elektrolizálók működtetéséhez. Kiszámíthatatlan termelésük is nagyban befolyásolja a termelést, hiszen a nap- és szélenergia nem mindig termel ugyanannyi energiát, és ez a termelés időben és térben is ingadozhat. Ennek oka az időjárási körülmények változékonysága és az évszakok, napszakok, illetve éves ciklusok hatása. Ez a kiszámíthatatlanság komoly kihívást jelenthet az energiatermelés és az energiaellátás szempontjából, így az elektrolizálók működésében is, mert ha csak egy nem mindig rendelkezésre álló forrásból működtetjük őket, akkor jóval kevesebb a megtermelhető hidrogén mennyisége. A szélenergiák esetében viszont nem ez a fő probléma, hanem a nagyon alacsony beépített kapacitás (330 MW). Ha összehasonlítjuk a naperőművek 6 400 MW-os összes beépített kapacitásával jól látható a különbség.



## Elektrolizálók éves össz fogyasztása a 4 forgatókönyvben



9. ábra Elektrolizálók fogyasztása a 4 forgatókönyv szerint

### 4.2. Elektrolizálók éves működése

Ebben a fejezetben eredményeim nagy részét órás felbontású mátrixként definiáltam majd azokat úgynevezett hőterkép diagram formájában ábrázoltam, amivel elektrolizálóknak az éves lefutását tudom szemléltetni 1-1 paraméterre vonatkozólag. Az ábrázolás egy előre definiált színskála szerint működik az év óráihoz hozzárendelt érték nagysága alapján. Ezen ábrákban az X tengelyre az év napjait, (1-365-ig), az Y tengelyre pedig a nap óráit (1-24-ig) vetítettem, így megjelenítettem az évben mind a 8 760 órában az elektrolizáló egy adott értékét.

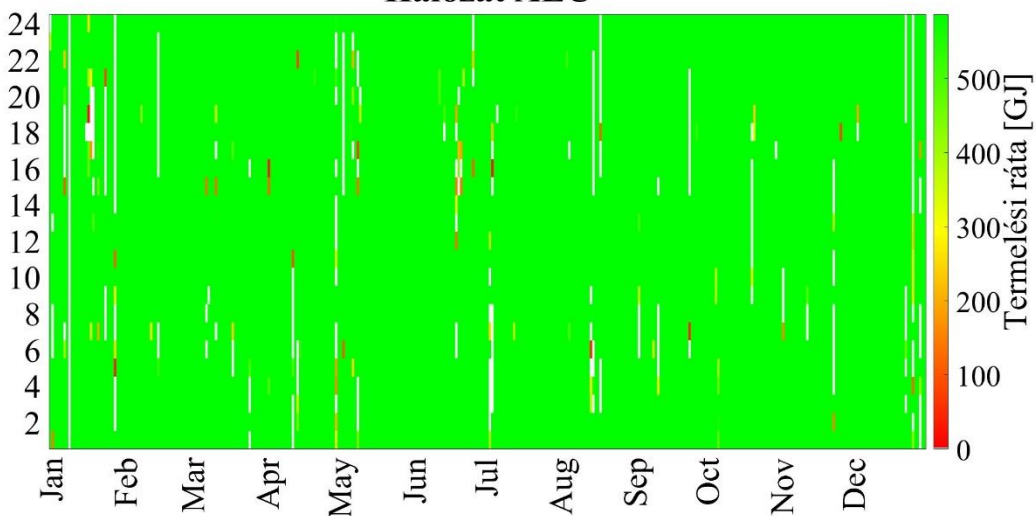
#### 4.2.1. ELEKTROLIZÁLÓK AZ ELSŐ, HÁLÓZATRÓL TÁPLÁLT SZCENÁRIÓBAN

Az első szcenárió eredményeit, amikor az elektrolizálókat úgy működtettem, hogy azokat közvetlenül a hálózatra kapcsoltam, a 10. ábra tartalmazza. Ebben az esetben az egyes elektrolizálók éves lefutású működése a hálózatról táplálva a 10. ábra adatai szerint alakult.

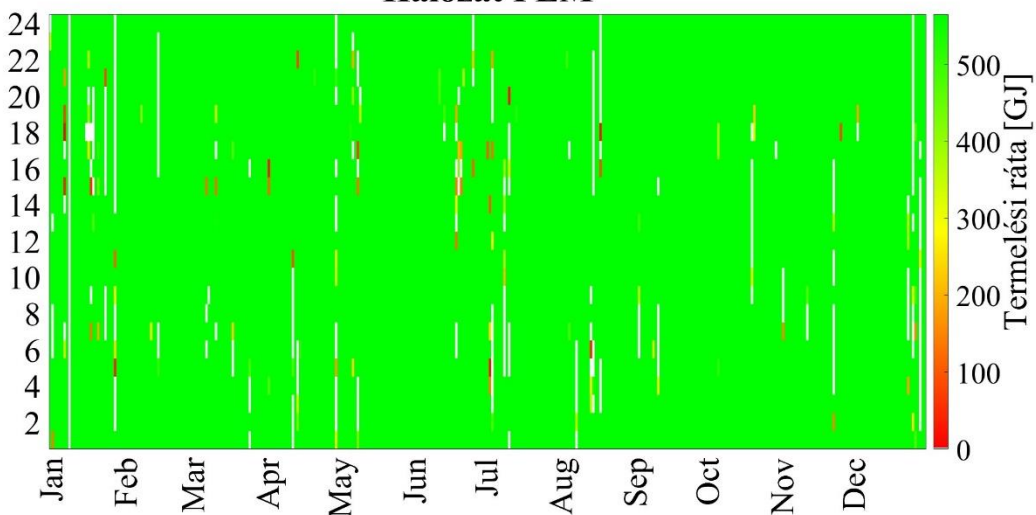
Ezeket a hőterképeket megfigyelhetjük, hogy az elektrolizálók működése nagyon hasonló éves vonatkozásban a különböző elektrolizálók között. Csak nagyon apró eltérések vannak, amit már a 4.1-es fejezetben is megfigyelhettünk. Ezek a kisebb eltérések a program számításából adódhatnak, de csak nagyon kevés hibaszázalékkal vannak jelen.

A legfontosabb, amit az ábrákon megfigyelhetünk az az, hogy az elektrolizálók kisebb kivételekkel az év minden napján és minden órában üzemelnek. Ezen kívül megfigyelhetjük, hogy azok az időszakok amikor az elektrolizálók nem termelnek az jellemzően a reggeli és az esti csúcsidezőszakok idején vannak egy-két kivétellel. Ilyenkor azért nem tudnak villamos energiához jutni, mert az erőműveknek az elsődleges célja a villamosenergia-fogyasztás kielégítése és ezekben az időszakokban nem utolsó sorban a villamos energia ára is jóval magasabb, így nem éri meg annyira a hidrogén termelése. Ezekben az órákban az erőművek teljesítőképessége arra elég, hogy ilyenkor fedezzék az ország fogyasztását. Ilyenkor az elektrolizálók nem élveznek prioritást a szolgáltatási piacon.

**Hálózat AEC**



**Hálózat PEM**



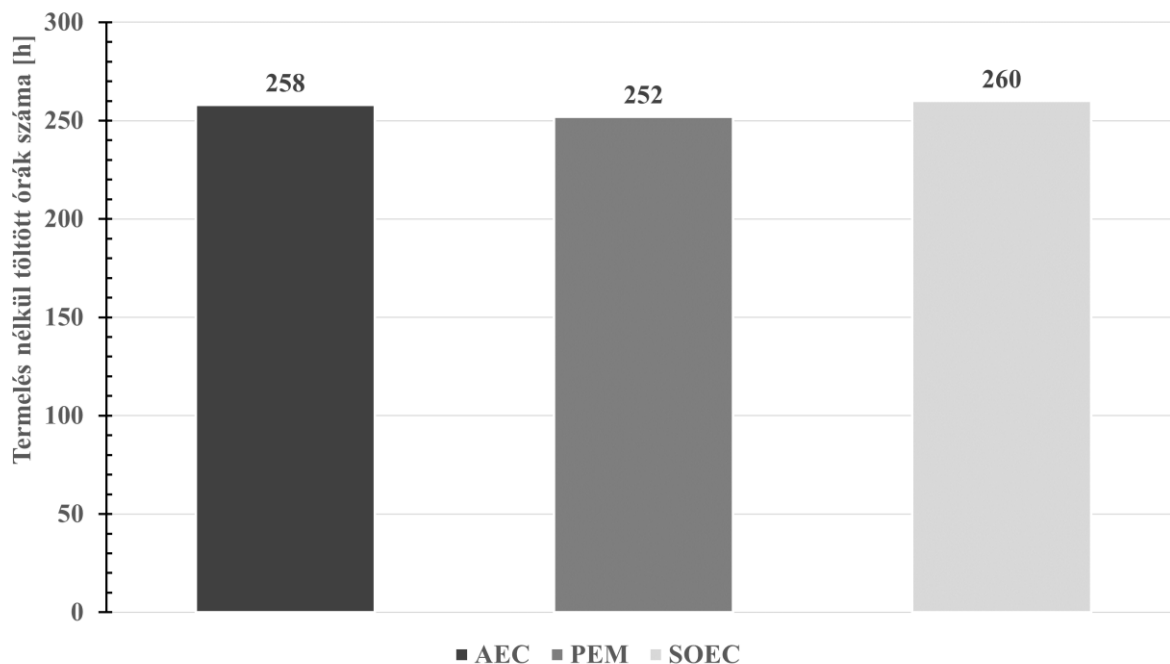
### Hálózat SOEC



10. ábra Elektrolizálók működése közvetlenül a hálózattól táplálva (felül AEC, középen PEM, alul SOEC)

Összegeztem, hogy ebben a scenárióban mennyi volt azon órák száma, mikor az elektrolizálók egyáltalán nem működtek. Ezeket az adatokat az 11. ábrán szemléltetem. Ezen ábrán található adatok a várakozások képest egészen alacsonyak, és bizonyítják az elektrolizáló folyamatos működését.

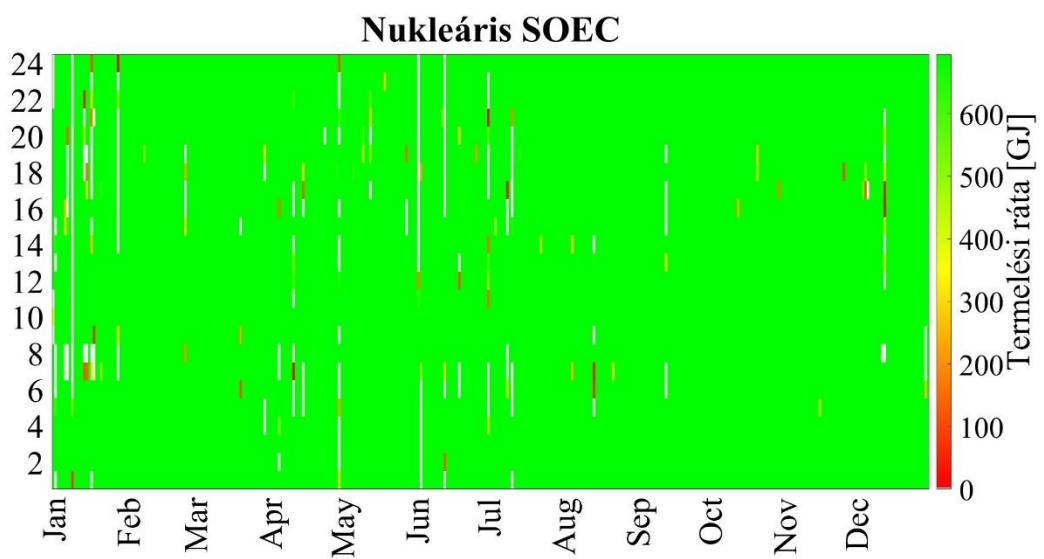
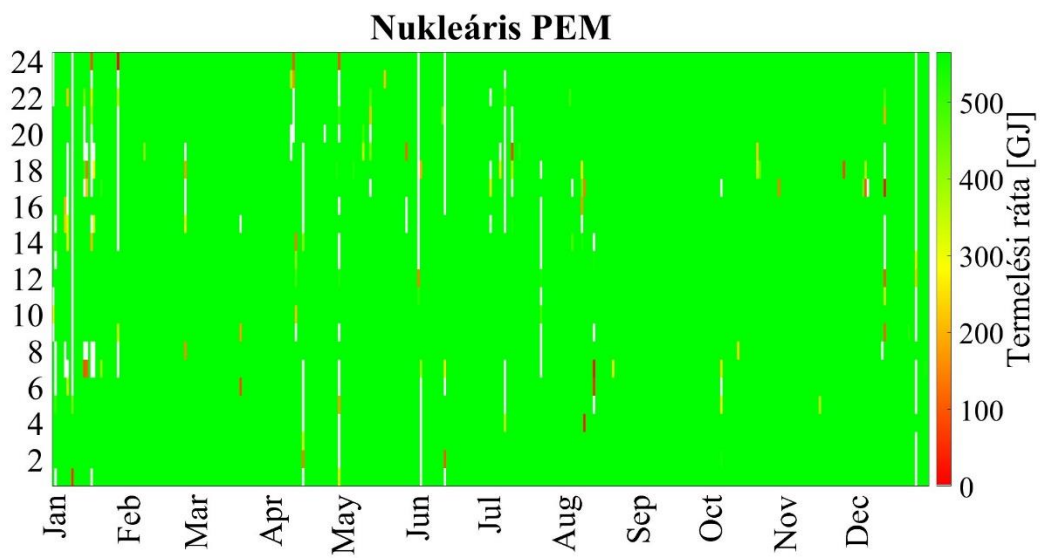
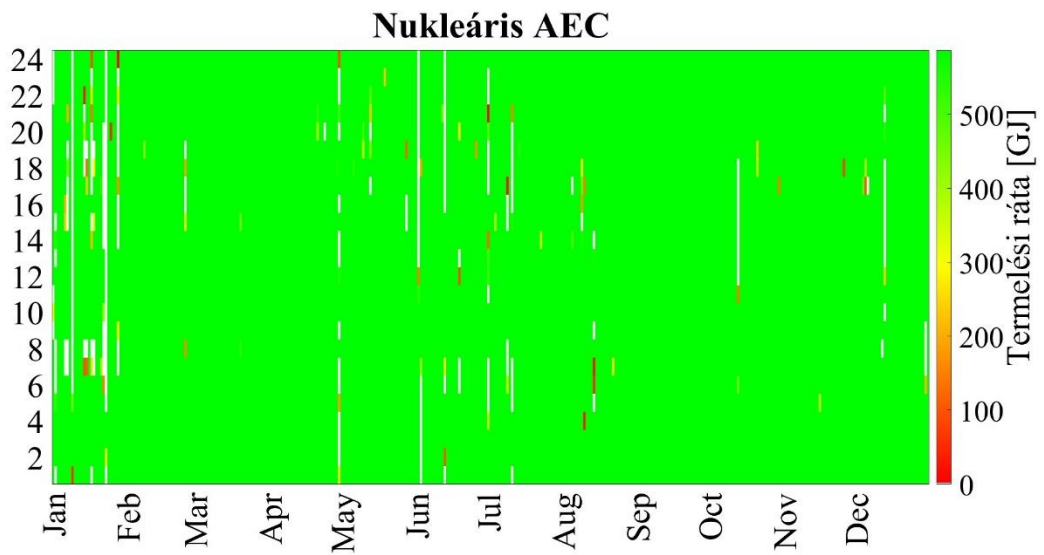
### Az elektrolizálók éves működésében termelés nélkül töltött órák száma a hálózati scenárióban



11. ábra Az elektrolizálók éves működésében termelés nélkül töltött órák száma a hálózati scenárióban

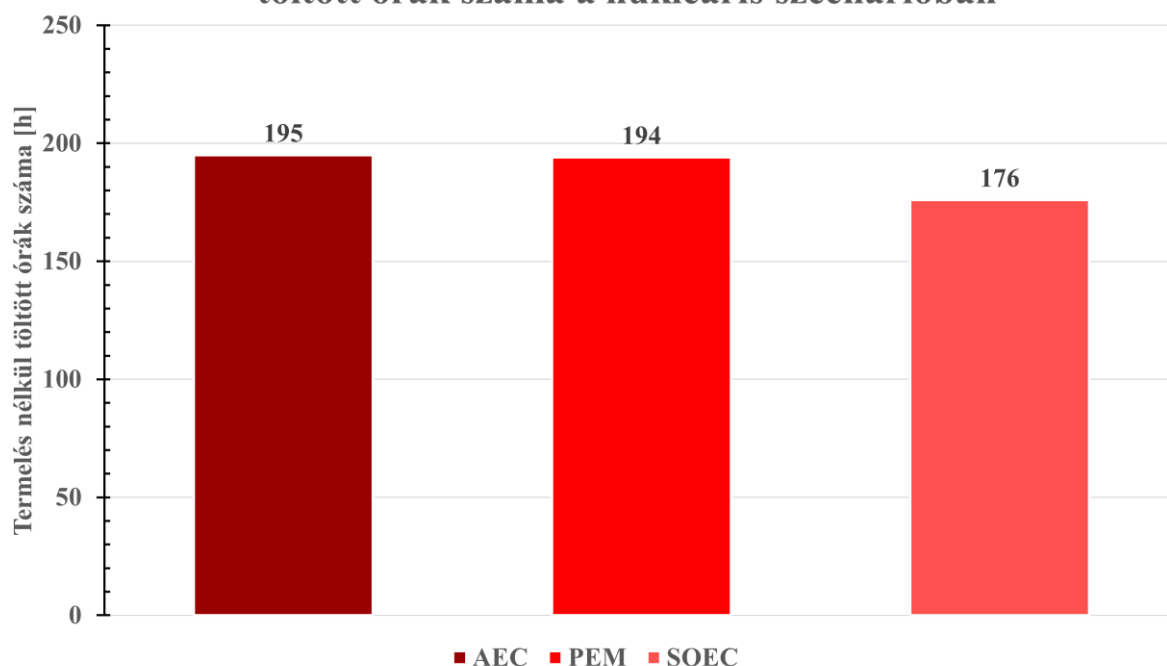
#### 4.2.2. ELEKTROLIZÁLÓK A MÁSODIK, NUKLEÁRIS FORRÁSBÓL TÁPLÁLT SZCENÁRIÓBAN

A 12. ábrán látszik a második scenárió eredménye, amikor az elektrolizálók működését tisztán nukleáris forrásból valósítottam meg, hogy ezen scenárió esetén egy kicsivel kevesebb volt azoknak az óráknak a száma, amikor az elektrolizálók egyáltalán nem működtek. Ezt a kijelentésemet alátámasztja a 13. ábrán felvázolt diagram is. Az elektrolizálók egyenletesebben tudtak működni az év folyamán, annak ellenére, hogy közel ugyanannyi volt a fogyasztásuk az első két scenárióban. Kevesebb volt a működés nélkül töltött órák száma, de több amikor kisebb részterhelésen üzemeltek. Ez azért lehet, mert az atomerőművek, szinte az év összes napján folyamatosan rendelkezésre álltak, viszont az alacsony termelésük miatt sokszor nem tudtak működni teljes kapacitáson az elektrolizálók, mivel a hálózatba lett táplálva a villamos energia nagy része, így nekik ennek csak egy része jutott. Mind a négy scenárió közül itt volt a legkevesebb a működés nélkül töltött órák száma.



12. ábra Elektrolizálók működése közvetlenül nukleáris forrásból táplálva (felül AEC, közepén PEM, alul SOEC)

### Az elektrolizálók éves működésében termelés nélkül töltött órák száma a nukleáris scenárióban



13. ábra Az elektrolizálók éves működésében termelés nélkül töltött órák száma a nukleáris scenárióban

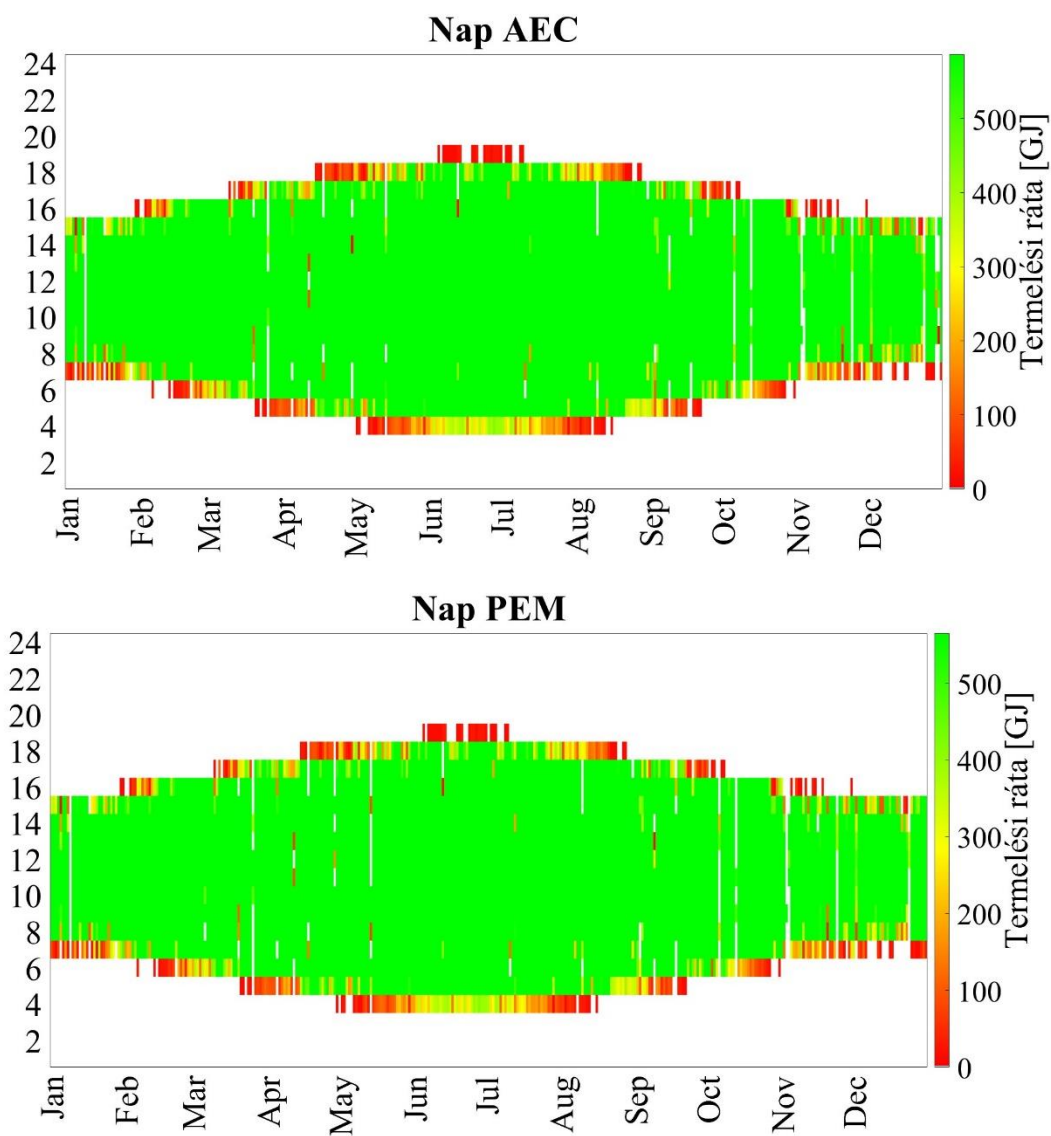
#### 4.2.3. ELEKTROLIZÁLÓK A HARMADIK, NAPERŐMŰVI FORRÁSBÓL TÁPLÁLT SZCENÁRIÓBAN

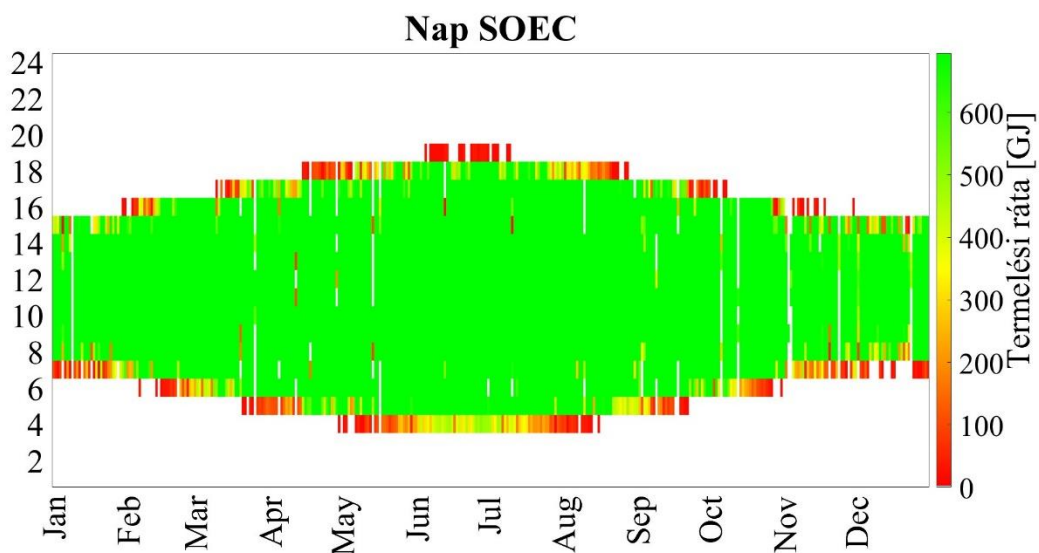
A harmadik scenárió eredményeit, amikor az elektrolizálók működését tisztán naperőművi forrásból valósítottam meg a 14. ábrán jelenítettem meg. A naperőművek termelése számos előnyt kínál, de egyik fő kihívásuk az ingadozó termelés, hiszen a naperőművek hatékonysága és termelése szorosan kapcsolódik a napsütéses időjáráshoz. Ezekből a hőtérképekből (lásd 14. ábra) is jól látható, hogy az elektrolizálók mikor tudnak termelni.

Ebben a scenárióban az a jellemző, hogy amint kisüt a nap és van a naperőműveknek termelése, akkor az elektrolizálók is működnek. Az ingadozó felhőzet, az évszakok változása és a napszakok miatt a naperőművek teljesítménye időről időre nagy mértékben változhat. A reggeli órákban, amikor a nap még épp, hogy csak süt, kevés a megtermelt energia. A termelés maximumát napközben a déli- kora délutáni órákban éri el a naperőmű. Ez a délután folyamán folyamatosan csökken a beesési szög változása miatt. Amint elérjük a napnyugtát, a termelés nullára csökken, ami az éjszakai órákban sem változik. Emiatt az ingadozó termelés miatt a naperőművek csak korlátozott mértékben képesek kiszolgálni az elektrolizálók energiaszükségletét azonos időben, ami kihívást jelenthet a folyamatos energiaellátás szempontjából.

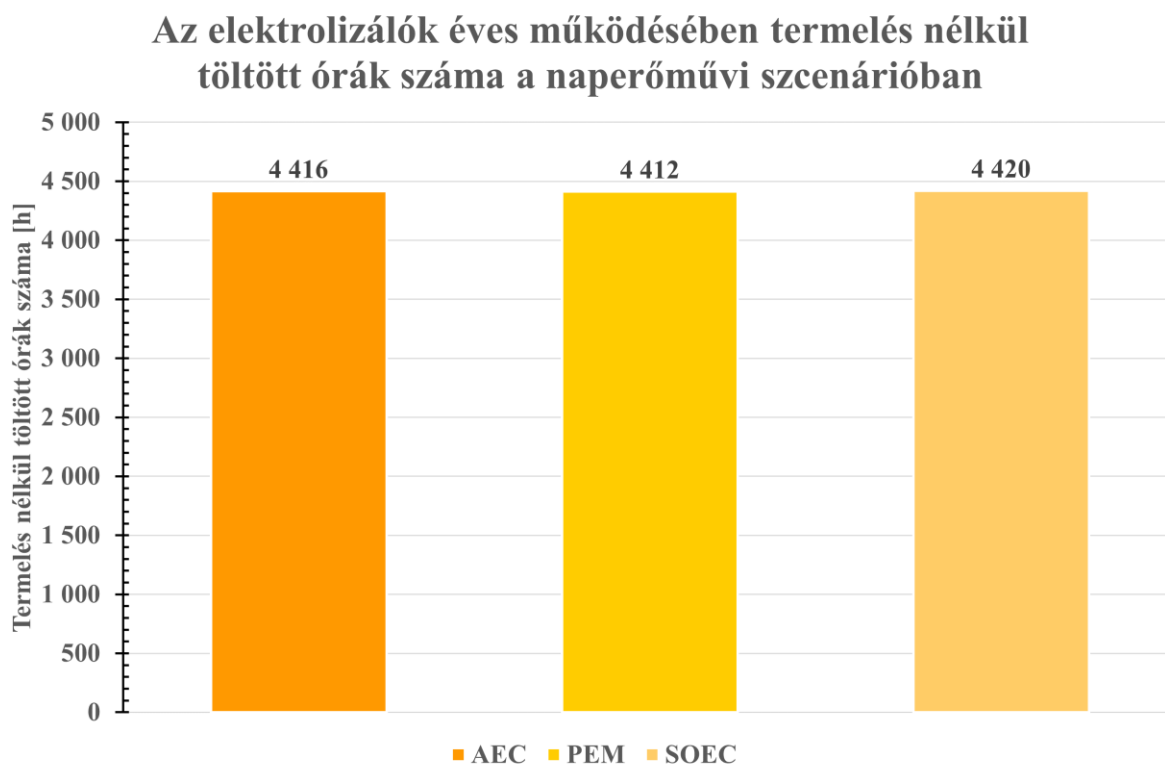
Ezekből az adatokból meg tudjuk állapítani, hogy a naperőművekből termelt hidrogénnek, csak akkor lehet igazi jövője, ha flexibilis és gyors az elektrolizálók le- és felterhelése, mint például a PEM típusúnak, mivel az AEC típusú nem képes elviselni a szakaszos üzemet. Kijelenthetjük emellett azt is, hogy ebben az esetben a koncentrált villamos energiával ugyan annyi hidrogén előállításához, mint az előző két scenárióban, sokkal több elektrolizálóra van szükségünk, hiszen az év felében nem tudnak az elektrolizálók üzemelni.

Ezeket a megállapításokat a működés nélkül töltött órák száma is tökéletesen mutatja, amit a 15. ábrán mutatok be. Jól látható, hogy az előző két forgatókönyv szerinti elrendezésekhez képest a működés nélkül töltött órák száma közel a 20-szorosára nőtt. Ez azt jelenti, hogy az év több, mint a felében nem volt működése az elektrolizálóknak.





14. ábra Elektrolizálók működése közvetlenül naperőművi forrásból táplálva (felül AEC, középen PEM, alul SOEC)



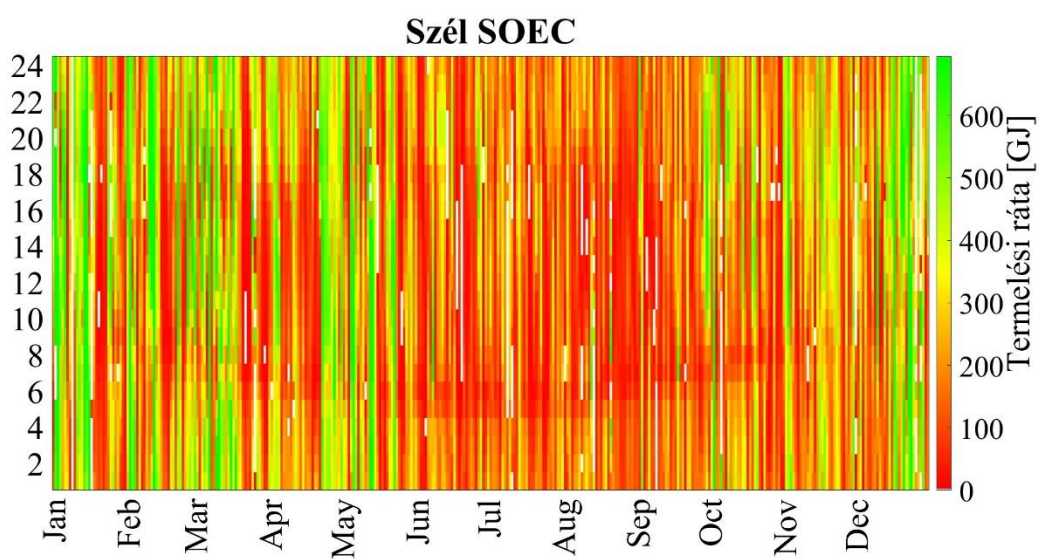
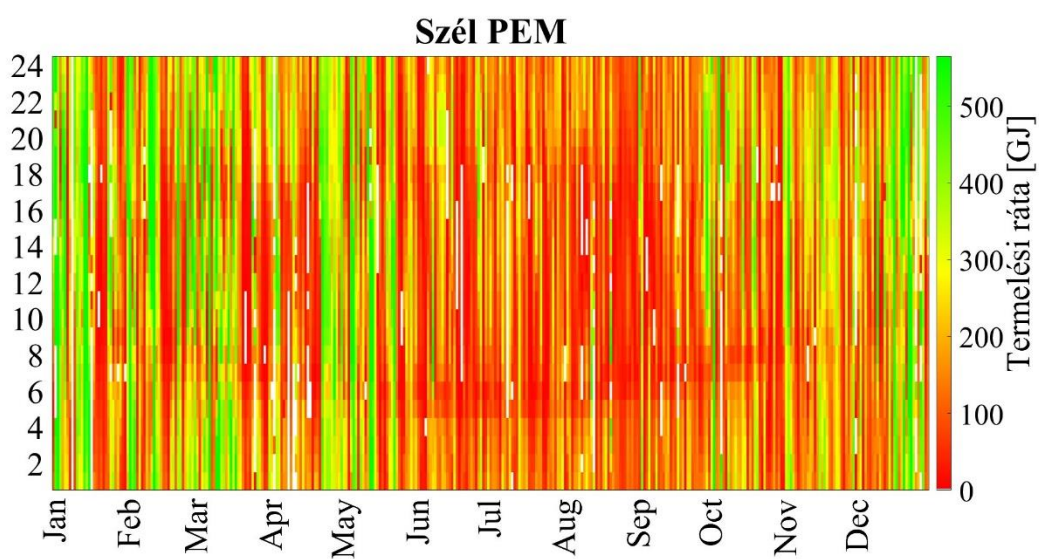
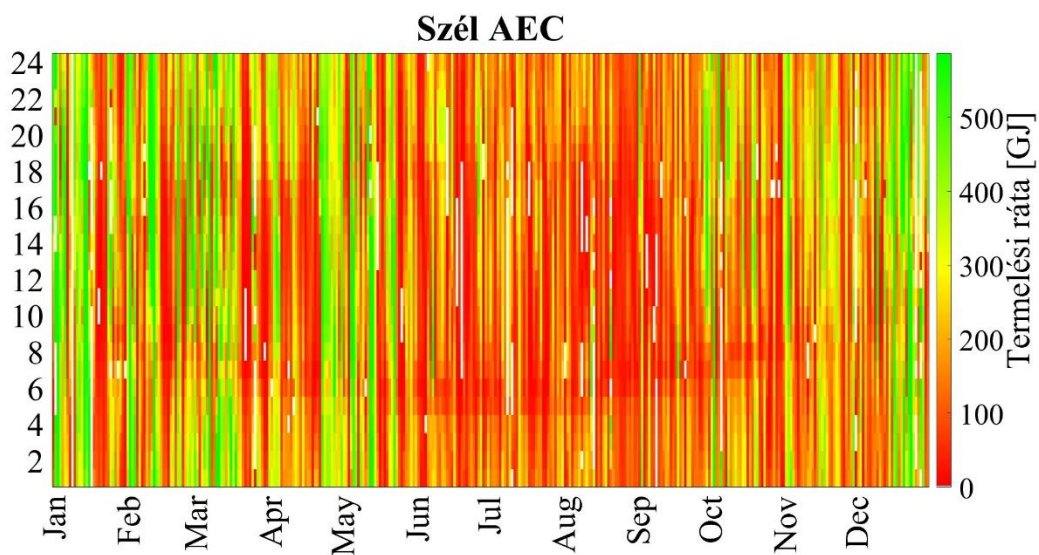
15. ábra Az elektrolizálók éves működésében termelés nélkül töltött órák száma a naperőművi scenárióban



#### 4.2.4. ELEKTROLIZÁLÓK A NEGYEDIK, SZÉLERŐMŰVI FORRÁSBÓL TÁPLÁLT SZCENÁRIÓBAN

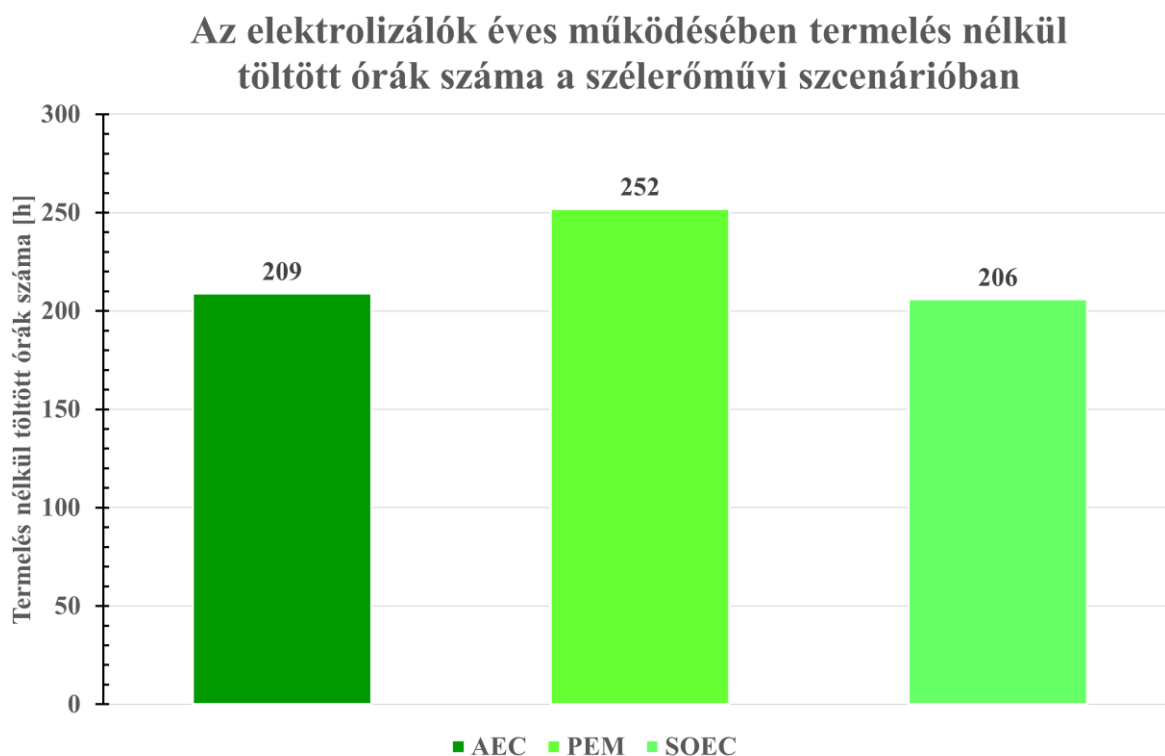
A negyedik scenárió eredményeit, amikor az elektrolizálók működését tisztán szélerőművi forrásból valósítottam meg, a 16. ábrán jelenítettem meg. A szélerőművek nagyszerű forrásai a megújuló energiának, de termelésük hozzávetőlegesen olyan ingadozó, mint a szél maga. A szélsébség és -irány változásai a termelést változékonyabbá teszik, ami hatással van az villamos energia mennyiségére és folytonosságára is. Az erőművek termelése napszaktól, évszaktól és helyszíntől függően változnak, mivel a szél nem mindig erős és állandó.

Az összes scenárió közül ebben a scenárióban volt az elektrolizálók termelése a legváltozékonyabb. Bár a szél hektikusabb, de egy kicsit mindig fúj országos átlagban, ezért valamilyen részterhelésen szinte mindig tudna üzemelni az elektrolizáló. Fontos kijelenteni, hogy ha csak szélerőművek segítségével szeretnénk elektrolizálók által H<sub>2</sub>-t előállítani, akkor az elektrolizáló nagyon gyors és sokszor váltakozó ki-be kapcsolásra, fel- és leterhelésre kell felkészítve legyen, hiszen a szélenergia villamosenergia-termelése nagyon hektikus. Erre egyes irodalmak szerint a PEM típusú elektrolizáló képes lehet [32] (15% os részterhelésen is tud üzemelni), de itt is aggályos lehet a sok változó terhelés miatti élettartamvesztés.



16. ábra Elektrolizálók működése közvetlenül szélenergiaforrásból táplálva (felül AEC, középen PEM, alul SOEC)

Annak ellenére, hogy ezen energiaforrás a legkiszámíthatatlanabb közel sem itt a legtöbb a működés nélkül töltött órák száma. Ezeket az értékeket a 17. ábrán ábrázolom. Ezen jól látható, hogy a 4 forgatókönyv közül, a nukleáris szcenárió utáni második legkevesebb működés nélkül töltött órák száma ebben a szcenárióban valósul meg.



17. ábra Az elektrolizálók éves működésében termelés nélkül töltött órák száma a szélerőművi szcenárióban

### 4.3. Elektrolizálók összermelése

Ebben a fejezetben azt szeretném elemezni, hogy Magyarország Nemzeti Hidrogénstratégiájában szereplő hidrogén termelésére vonatkozó kiemelt célokat meg tudjuk-e valósítani a 240 MW elektrolizáló kapacitással az általam felvázolt forgatókönyvek szerint. A Stratégia eredetileg nem csak zöld, hanem karbonszegény hidrogén termelését is előre vetíti, azonban a széndioxid leválasztására, tárolására és felhasználására (angolul carbon capture, storage, and utilization, röviden CCUS) alapú technológiát nem tartom hosszú távon fenntarthatónak [33], így azzal számolok, hogy Magyarországnak 2030-ban 36 000 tonna zöld hidrogén igénye lesz.

Az elektrolizálók éves össztermelését a 18. ábrán jelenítettem meg. Az elektrolizálók között a termelést csak a hatásfok értéke befolyásolja, amit az irodalomkutatásaim alapján a 2. fejezetben részleteztem. A legjobb hatásfokkal bíró technológia jelenleg a SOEC-típusú elektrolizáló képviseli, de sajnos ez még kiforratlan technológia és igen kevés helyen alkalmazzák. A másik két típus közül az AEC elektrolizálónak jobb a hatásfoka, mivel ez régebbi technológia, de a PEM típusú elektrolizálók rohamos fejlődése miatt valószínűsíthetőleg hamar egy szinten lesznek majd.

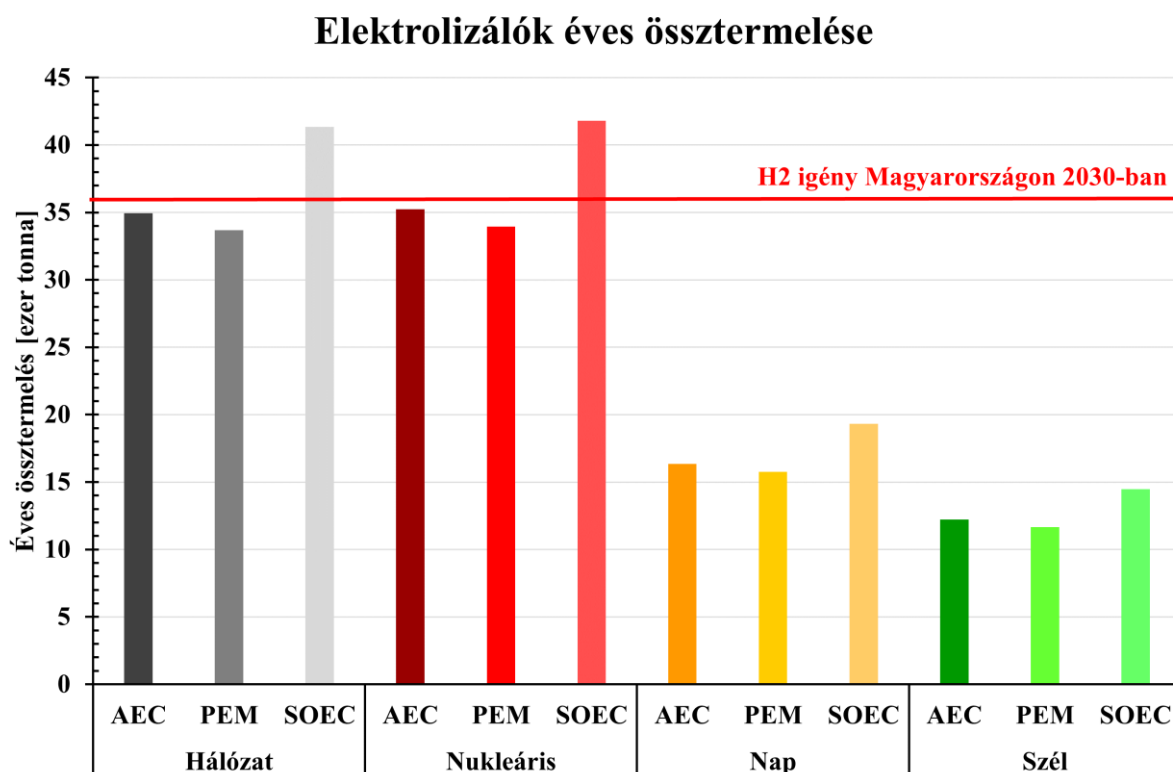
A 18. ábrán megfigyelhetjük, hogy a hálózatra kapcsolt, valamint a nukleáris scenárióban a legtöbb az elektrolizálók termelése, ami mind a két esetben szinte azonos. A Magyarország Nemzeti Hidrogénstratégiájában megfogalmazott 36 ezer tonna zöld és egyéb karbonmentes hidrogén megtermelése csak ebben a scenárióban valósulhat meg, a megfelelő hatásfokú technológiával. A modellemben az AEC és a PEM technológia még nem éri el a céltermelést de, igen közel vannak ahhoz ebben a scenáriókban.

Fontos megemlítenem, hogy az AEC elektrolizáló az irodalomkutatásom alapján nem alkalmas csak egy megújuló energiaforrásból való működtetésére, mivel szerkezeti károkat okozhat benne a szakaszos működés, így ezen elektrolizálót csak a hálózatról vagy atomerőművi forrásból üzemeltethető rendeltetésszerűen.

Jól látszik, hogy a naperőművi scenárióban nem valósul meg a céltermelés. Ezt a célt csak akkor tudnánk elérni, ha több mint kétszeres elektrolizáló kapacitást építenénk be a magyar rendszerbe. A naperőművi kapacitás ki tudná szolgálni a hozzá kapcsolódó többlet fogyasztást a 6 400 MW-jával, de az elektrolizálók magas beruházási költsége és azon tény miatt, hogy csak napi pár órát tudnának működni, nem lenne racionális beruházás. A tisztán szél erőforrásból működtetett esetben a tervezett termelési célértéket nem tudjuk elérni egyik elektrolizálónál sem, viszont itt a szélerőművi kapacitás hiánya miatt nem is tudnánk beépíteni több elektrolizálót. Mivel az AEC típusú elektrolizálókat nem vagyunk képesek csak egyfajta megújuló forrásból működtetni a technológiai korlátai miatt, és a SOEC technológia még igen kiforratlan, így a PEM típusú elektrolizáló lehet a legjobb választás a megújuló energiából történő alkalmazási módokra.

Egyértelműen látszódik, hogy csak nap és csak széllel lehetetlen a 36 ezer tonna hidrogén termelése, de még a kettő összege se éri el ezt az értéket. Így kijelenthetjük, hogy ha kialakul hazánkban ténylegesen nagy hidrogénigény, azt csak zsinórárammal termelhető meg, amit a hálózat, vagy az atomerőművek tudnak csak biztosítani. A nap- és szélerőműveket csak kiegészítő forrásnak lenne érdemes használni a túltermeléses órákban. Ezért is fontos, hogy a villamosenergia rendszerünket megfelelően modellezzük egy arra hivatott program segítségével

óras felbontásban, nem csak éves termelések alapján jelezzük előre a magyar hidrogén piacot[11].



18. ábra Elektrolizálók éves össztermelése

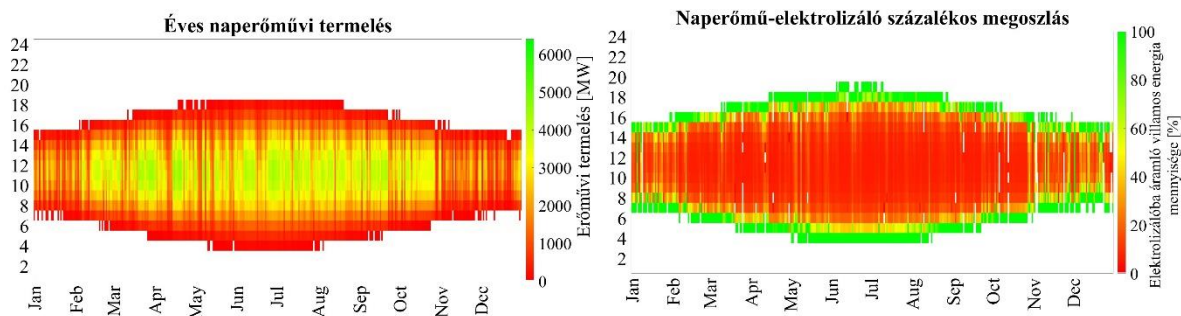
#### 4.4. Elektrolizálók, megújuló termelők és a hálózat kapcsolata

Ebben a fejezetben azt szeretném bemutatni, hogy abban a három scenárióban, amikor csak nukleáris-, nap- vagy szélenergiából működtetjük az elektrolizálókat, mennyi az erőműveknek a termelése, valamint azt, hogy ebből a termelésből mikor hány százalékot kaptak az elektrolizálók. Ezeket az adatokat szintén hőtérképeken fogom bemutatni. Emellett azt is szemléltetem majd, hogy hány darab olyan óra volt az év folyamán, amikor volt termelés, de az elektrolizálók nem tudtak villamos energiához jutni, mert túl magas volt az ár, vagy túl nagy volt a fogyasztás a hálózaton és nem jutott nekik a működéshez szükséges energiamennyiség.

##### 4.4.1. NAPERŐMŰVI SZCENÁRIÓ

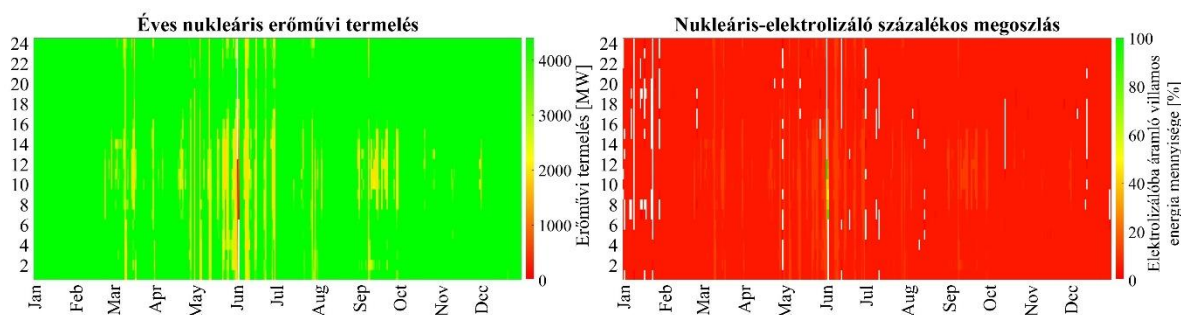
A 19. ábrán mutatom be a naperőművi termelést és az elektrolizálóba áramló villamosenergia-mennyiségét százalékos értékben. Ezen ábrákból látszik, hogy azokban az órákban amikor

megindul a naperőművek termelése és olcsó a villamos energia ára, a termelésük túlnyomó hányada az elektrolizálók működéséhez asszisztál, majd, amikor a napsütés intenzitása növekszik, folyamatosan csökken az elektrolizálókba áramló villamos energia mennyisége.



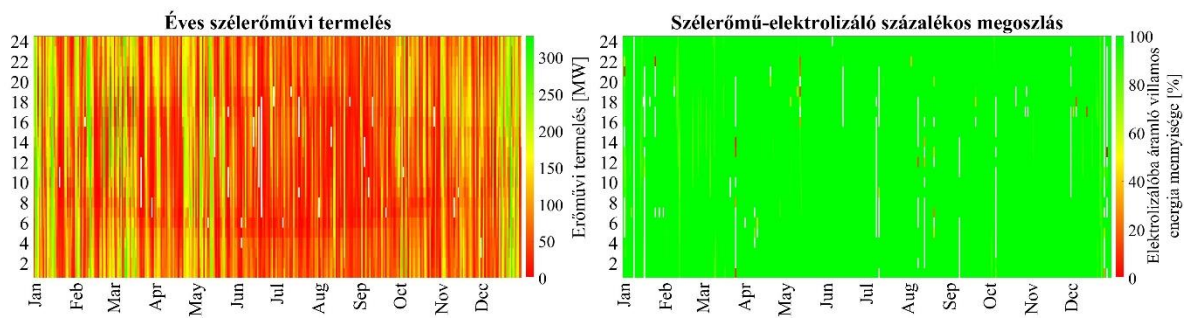
19. ábra Naperőművi termelés (bal oldal) és az elektrolizálókba áramló villamos energia mennyisége(jobb oldal)

A nukleáris scenárióhoz tartozó termelést és az elektrolizálóba áramló villamos energia mennyiségét százalékos értékben a 20. ábrán mutatom be. Ezen ábrákból jól látszik, hogy az év nagy részében a termelés kis hányada szükséges az elektrolizálók 240 MW-os működéséhez, és ez nem is változik a legtöbb óra során. Jól látszik, hogy a napsütéses órákban nagyobb százalék megy az elektrolizálók felé a megtermelt villamos energiából, hiszen a magyar villamosenergia-rendszer telített napenergia termeléssel. Ezen ábrák alapján kijelenthető, hogy egyes esetekben a hagyományos atomerőművek mellé telepített elektrolizálók segíthetnék azok működését, hiszen ezekben az állapotokban nem kellene leterhelni a reaktorokat, hanem lehetne elektrolizálókat üzemeltetni.



20. ábra Nukleáris termelés (bal oldal) és az elektrolizálókba áramló villamos energia mennyisége (jobb oldal)

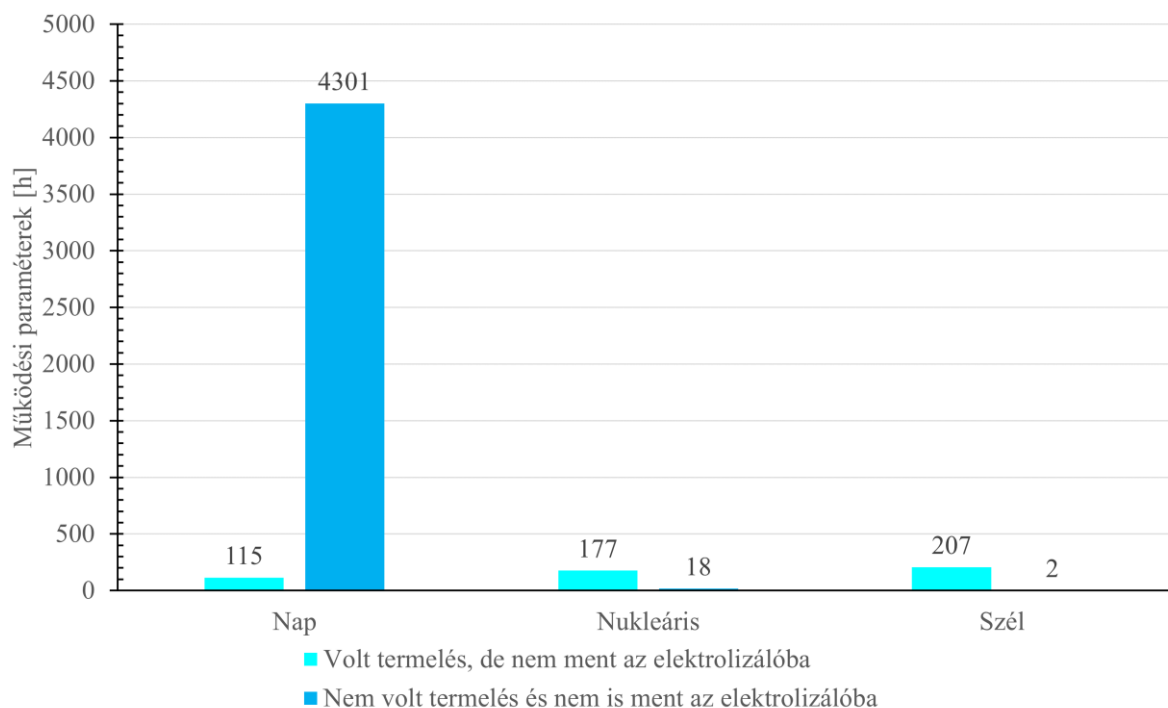
A 21. ábrából megfigyelhetjük, hogy a szélenergia kapacitás csekélyisége miatt az év nagy részében a megtermelt villamos energia szinte egészét az elektrolizálók működése köti le. Ez az érték az év folyamán csak kevés órában csökken le a nyolcvan százalékos érték alá.



21. ábra Szélerőművi termelés (bal oldal) és az elektrolizálókba áramló villamos energia mennyisége (jobb oldal)

A 22. ábrán az elektrolizálók olyan állapotait szemléltettem, amikor volt villamosenergia-termelés, de nem működtek az elektrolizálók, mert a hálózat a nagy fogyasztás miatt prioritást élvezett. Emellett szerepelnek a diagramon azok az értékek is, amikor nem volt termelés, így nem is tudtak működni az elektrolizálók. Az ábrán csak egy kiugró értéket lehet észrevenni, de az a naperőművek napsütés hiánya miatti nem termelésből adódik, amikor az elektrolizálók sem tudnak működni. Emellett meg tudjuk állapítani, hogy a legkevesebb olyan eset, amikor volt termelés, de nem működtek az elektrolizálók, az szintén a naperőművi termelésnél keletkezett. Legkevesebb olyan időszak, amikor nem volt termelés és nem is működtek az elektrolizálók az pedig a szélerőművi scenárióban keletkezett.

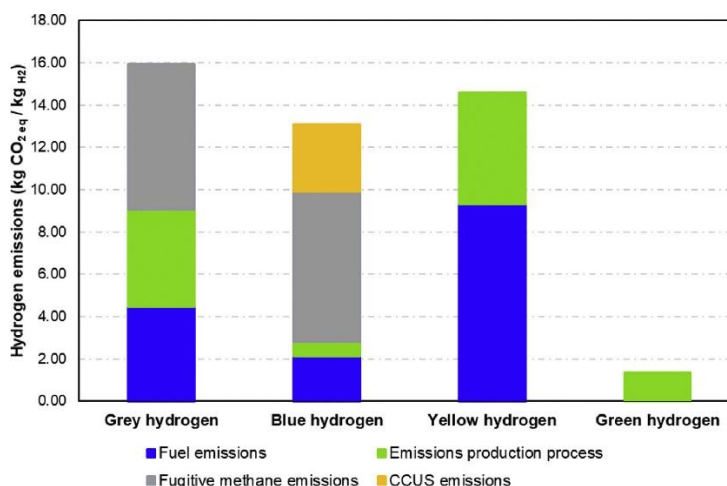
## Pem elektrolizáló működési paraméterei



10. ábra PEM elektrolizáló működési paraméterei

### 4.5. Hálózati szcenárió és CO<sub>2</sub> kibocsátás

Ebben a fejezetben szeretném megmutatni, hogy a hálózatra kapcsolt szcenárióban mennyi volt az elektrolizálók CO<sub>2</sub> kibocsátása és azok, hogyan viszonyulnak a szürke, valamint a kék hidrogén előállításához. A hidrogén előállításának szén-dioxid-kibocsátását különböző gyártási módszerek esetén a 23. ábrán mutatom be.



11. ábra Hidrogéntermelés CO<sub>2</sub> kibocsátása a különböző gyártási módszerek esetén [12]



Az 23. ábra nem teljesen reprezentatív, mert a tanulmányban [12] ki is térnek rá, hogy más szerzők által megfogalmazott művekben azt találták, hogy a szürke hidrogén előállítása 11 és közel 30 kg CO<sub>2</sub>-egyenérték/kg H<sub>2</sub> között mozog. Így a szerzők egy alacsonyabb CO<sub>2</sub> becsléssel éltek az ábra készítésekor, de az ábra tökéletesen megmutatja, hogy a kibocsátás egésze milyen részekből tevődik össze és azok milyen viszonyban vannak egymással.

A kék hidrogén csak 18-25%-kal kevesebb üvegházhatású gázt bocsát ki, mint a szürke hidrogén, de még mindig 20%-kal magasabb a kibocsátása, mintha földgázt vagy szenet használnánk fűtésre. Ennek fő oka a szökőmetán emissziókban rejlik a földgáz kinyerése és szállítása során, valamint a szén-dioxid-elnyeléshez szükséges további energiabemenetekben. A sárga színű hidrogén a kék és a szürke hidrogén értéke között van, ami azt jelenti, hogy a hálózatra kapcsolt hidrogéntermelés egy kicsit magasabb értéket vesz fel, mint a kék CO<sub>2</sub> elvonásos technológia a tanulmány szerint [12].

Az én modellemben a magyar hálózatra kapcsolt esetben az átlagos CO<sub>2</sub> kibocsátási értéket úgy határoztam meg, hogy megnéztem, hogy mennyi az adott órában a CO<sub>2</sub> termelés a régióban kg-ban, majd ezt az értéket elosztottam az abban az órában Magyarországon megtermelt villamos energia mennyiségével, amit megszoroztam az elektrolizálók fogyasztásával, majd elosztottam a megtermelt hidrogén mennyiségével kg-ban.

Ez az érték nekem 4,1 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> érték lett, ha éves átlagot számoltam. Így ebben a formában a 23. ábrán látható értékkel összehasonlítható.

Az eredményeim azt mutatják, hogy a hidrogén termeléshez kapcsolódó CO<sub>2</sub> kibocsátás az én modellemben jóval alacsonyabb a magyar hálózat esetében, mint A. Ajanovic és társai [12] által felvázolt esetben. Így a hálózatra kapcsolt elektrolizálók is kiváló alternatívái lehetnek a két alkalmazott és jelenleg legelterjedtebb kék és szürke hidrogén előállítási technológiának. Fontos kijelenteni, hogy ez az érték nagyban függ attól, hogy milyen országban működtetjük az elektrolizálókat a hálózatról, mivel minden egyes országban mások a CO<sub>2</sub> kibocsátás értékek az ország erőműparkjától függően. Ez az érték Magyarországon azért alacsony mert 2030-ban csak a gázerőművek a nagy kibocsátók és nem lesznek lignit vagy olaj tüzelésű erőművek.

## 5. ÖSSZEGZÉS

A klímaváltozás egy olyan problémává fogja kinőni magát a jövőben, hogy elengedhetetlen lesz foglalkoznia vele az emberiségnek. A karbonsemlegesség, az üvegházhatású gázok és egyéb szennyező anyagok csökkentése a légkörben egy szükséges feladat az éghajlatváltozás okozta problémák mérséklése érdekében.

Ebben a folyamatban kaphat kulcsszerepet a jövőben a hidrogén termelése és ökoszisztémája. Ez az energiaforrás lehetővé teszi a szén-dioxid-kibocsátás jelentős csökkentését különösen, ha megújuló- vagy karbonsemleges forrásból állítjuk elő. A közlekedés mellett több iparágban is képes lehet leváltani vagy részben kiváltani a fosszilis energiahordozókat, különösen a magas hőigényű folyamatoknál.

Azon iparágaknak, amelyek hidrogénre tervezik alapozni a folyamataik szén-dioxid-kibocsátásuknak csökkentését, elengedhetetlen előre jelezni, hogy miként fog kinézni a hidrogénpiac jövője. Ebben tudnak segítségünkre lenni a villamosenergia-piac modellező rendszerek. E célból modelleztem Magyarország villamos-energia hálózatát a környező országokéval együtt a PLEXOS szoftveren belül és integráltam bele a Magyarország Nemzeti Hidrogénstratégiájában szereplő adatokkal együtt a 2030-as hidrogéntermelési környezetet. A 3 típusú elektrolizáló 4 különböző scenárióban való vizsgálata által és a szimulációs adatok elemzésével átfogó elemzést tudtam nyújtani, ami hozzájárulhat a megalapozott döntéshozatalhoz az energiastratégiai célkitűzések és a hidrogén infrastruktúra fejlesztése terén.

Eredményeim bemutatták, hogy a hálózatról, és nukleáris forrásból képesek az elektrolizálók megtermelni a Magyarország Nemzeti Hidrogénstratégiájában kiemelt célként kitűzött 20 plusz 16 ezer tonnányi hidrogént. A nap- és szélenergia-erőművekről működtetett elektrolizálók nem voltak képesek megtermelni a kellő mennyiséget, így, ha megnő a hidrogénigény Magyarországon csak zsinórárammal leszünk képesek megtermelni a nagy mennyiséget, a megújulók csak kiegészítő forrásként lehetnek racionális alternatívák a villamos energia túltermeléses órákban.

Megállapítottam, hogy a tisztán megújuló forrásból való működtetésre a PEM típusú elektrolizálók lehetnek a legjobbak, hiszen ennek az elektrolizálónak a működési paraméterei elég-ségesek a megújulók változó termelésének lekövetéséhez. Ezentúl átfogó elemzést nyújtottam az elektrolizálók éves szintű működéséről, és alá tudtam támasztani, hogy a hálózatról működtetett elektrolizálók alternatívái lehetnek a szürke vagy a kék hidrogénelőállítás technológiáknak.

A dolgozatomban megkezdett kutatási munkának számos továbbfejlesztési lehetősége van, melyek közül a következőket emelném ki:

- A hidrogén termelésére vonatkozó ár modellezése
- A jelen dolgozatomban bemutatott modell kiterjesztése a 2040-es, illetve a 2050-es évekre is, illetve nagyobb régióra vagy akár Európai szintre
- A modell még precízebb optimalizálása a PLEXOS-on belül a UNIVERSAL osztály segítségével
- Az elektrolizálók fizikai, illetve mérnöki korlátjainak a definiálása a modellen belül (indítási profilok, indítási költségek, minimum futási- és állási idők) a pontosabb modellezés érdekében.

## 6. FELHASZNÁLT FORRÁSOK

- [1] M. Neuwirth, T. Fleiter, P. Manz, and R. Hofmann, “The future potential hydrogen demand in energy-intensive industries - a site-specific approach applied to Germany,” *Energy Convers Manag*, vol. 252, p. 115052, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2021.115052.
- [2] S. Singh *et al.*, “Hydrogen: A sustainable fuel for future of the transport sector,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 51, pp. 623–633, Nov. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.06.040.
- [3] 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.
- [4] V. Walter, L. Göransson, M. Taljegard, S. Öberg, and M. Odenberger, “Low-cost hydrogen in the future European electricity system – Enabled by flexibility in time and space,” *Appl Energy*, vol. 330, p. 120315, Jan. 2023, doi: 10.1016/J.APENERGY.2022.120315.
- [5] L. A. Müller, A. Leonard, P. A. Trotter, and S. Hirmer, “Green hydrogen production and use in low- and middle-income countries: A least-cost geospatial modelling approach applied to Kenya,” *Appl Energy*, vol. 343, p. 121219, Aug. 2023, doi: 10.1016/J.APENERGY.2023.121219.
- [6] J. Wang, X. Xu, L. Wu, Q. Huang, Z. Chen, and W. Hu, “Risk-averse based optimal operational strategy of grid-connected photovoltaic/wind/battery/diesel hybrid energy system in the electricity/hydrogen markets,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 12, pp. 4631–4648, Feb. 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.11.006.
- [7] A. M. Al-Orabi, M. G. Osman, and B. E. Sedhom, “Analysis of the economic and technological viability of producing green hydrogen with renewable energy sources in a variety of climates to reduce CO<sub>2</sub> emissions: A case study in Egypt,” *Appl Energy*, vol. 338, p. 120958, May 2023, doi: 10.1016/J.APENERGY.2023.120958.
- [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] L. Engstam, L. Janke, C. Sundberg, and Å. Nordberg, “Grid-supported electrolytic hydrogen production: Cost and climate impact using dynamic emission factors,” *Energy Convers Manag*, vol. 293, p. 117458, Oct. 2023, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2023.117458.
- [10] R. Babaei, D. S. K. Ting, and R. Carriveau, “Optimization of hydrogen-producing sustainable island microgrids,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 32, pp. 14375–14392, Apr. 2022, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.02.187.
- [11] S. De-León Almaraz, V. Rácz, C. Azzaro-Pantel, and Z. O. Szántó, “Multi-objective and social cost-benefit optimisation for a sustainable hydrogen supply chain: Application to Hungary,” *Appl Energy*, vol. 325, p. 119882, Nov. 2022, doi: 10.1016/J.APENERGY.2022.119882.
- [12] 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.

- [13] Henry Carlson, “State of Play: Hydrogen in 2020,” <https://www.whitecase.com/insight-alert/state-play-hydrogen-2020>.
- [14] A. M. Amin, E. Croiset, and W. Epling, “Review of methane catalytic cracking for hydrogen production,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 36, no. 4, pp. 2904–2935, Feb. 2011, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2010.11.035.
- [15] Kira Taylor, “Hydrogen produced from nuclear will be considered ‘low-carbon’, EU official says,” <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/hydrogen-produced-from-nuclear-will-be-considered-low-carbon-eu-official-says/>, Nov. 19, 2020.
- [16] Magyar Hidrogén és Tüzelőanyag-cella Egyesület, “Előállítás, elektrolízis,” <https://www.hfc-hungary.org/elektrolizis/>.
- [17] K. Gerse, *Energiatárolók*. Akadémiai Kiadó, 2020. doi: 10.1556/9789634544937.
- [18] Thomas Schulenberg, *The fourth generation of nuclear reactors*. 2022.
- [19] Innovációs és Technológiai Minisztérium, *Nemzeti Energi a és Klímaterv*. 2020.
- [20] 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.IJHYDENE.2021.06.027.
- [21] Innovációs és Technológiai Minisztérium, *Nemzeti Tiszta Fejlődési Stratégia 2020-2050*. 2021.
- [22] Innovációs és Technológiai Minisztérium, *MAGYARORSZÁG NEMZETI HIDROGÉNSTRATÉGIÁJA*. 2021.
- [23] Magyar Földgáztároló Zrt., “Akvamarin,” <https://mfgt.hu/hu-HU/Akvamarin>.
- [24] BÜKKÁBRÁNYI FOTOVOLTAIKUS ERŐMŰ PROJEKT KFT., “Bükkábrányi Enerriapark ,” <https://bukkabranyienergiapark.hu/>.
- [25] A. Aszódi *et al.*, “Comparative analysis of national energy strategies of 19 European countries in light of the green deal’s objectives,” *Energy Conversion and Management: X*, vol. 12, p. 100136, Dec. 2021, doi: 10.1016/J.ECMX.2021.100136.
- [26] M. J. Mayer, B. Biró, B. Szücs, and A. Aszódi, “Probabilistic modeling of future electricity systems with high renewable energy penetration using machine learning,” *Appl Energy*, vol. 336, p. 120801, Apr. 2023, doi: 10.1016/J.APENERGY.2023.120801.
- [27] K. Kummer and A. R. Imre, “Seasonal and Multi-Seasonal Energy Storage by Power-to-Methane Technology,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 11, p. 3265, Jun. 2021, doi: 10.3390/en14113265.
- [28] “PLEXOS-The Energy Analytics and Decision Platform for all Systems,” <https://www.energyexemplar.com/plexos>.
- [29] BIRÓ BENCE, *Út az energiaválságból egy fenntartható energiagazdálkodásba – Magyarország és a szomszédos országok villamosenergia-ellátásának nagy felbontású szimulációja és elemzése*. 2022.
- [30] International Energy Agency (IEA), *The Future of Hydrogen*. 2019.
- [31] ASSET (Advanced System Studies for Energy Transition), *Technology pathways in decarbonisation scenarios*. 2018.

- [32]M. Pilarczyk, L. Riboldi, and L. O. Nord, “Part load performance of PEM fuel cell and electrolyser stacks in hybrid energy system for offshore application,” Oct. 2022, pp. 218–225. doi: 10.3384/ecp192031.
- [33]J. F. D. Tapia, J. Y. Lee, R. E. H. Ooi, D. C. Y. Foo, and R. R. Tan, “A review of optimization and decision-making models for the planning of CO2 capture, utilization and storage (CCUS) systems,” *Sustain Prod Consum*, vol. 13, pp. 1–15, Jan. 2018, doi: 10.1016/J.SPC.2017.10.001.