



A SZÉLENERGIA MAGYARORSZÁGI BŐVÍTÉSÉNEK MODELLEZÉSE

Készítette:  REKK

A tanulmány az Energiaklub megbízásából készült a European Climate Foundation támogatásával



ENERGIAKLUB
SZAKPOLITIKAI INTÉZET
MÓDSZERTANI KÖZPONT

2024.04.30.

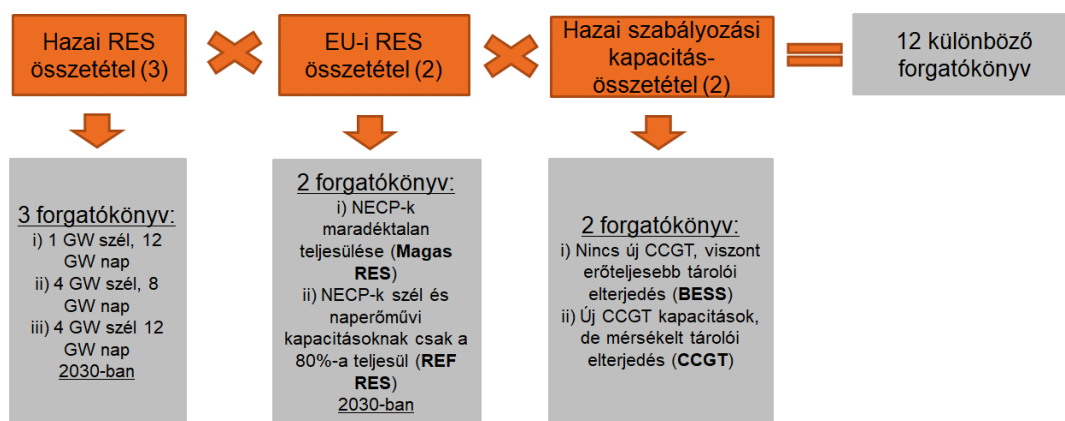
TARTALOMJEGYZÉK

1	ELEMZETT FORGATÓKÖNYVEK.....	3
2	A VILLAMOSENERGIA-ÖSSZETÉTEL ÉS A CO ₂ KIBOCSÁTÁS ALAKULÁSA	5
3	TARTALÉKPIACI HATÁSOK.....	7
4	AZ ÁRAKRA VALÓ HATÁS	9
5	ÖSSZEGZÉS, AJÁNLÁSOK	12
6	MELLÉKLET	13
6.1	A legfontosabb inputadatok bemutatása	13
6.2	Megtérülésszámítási módszertan	14
6.3	A megtérülési számítások eredményei	15
6.4	EPMM modell leírás	17

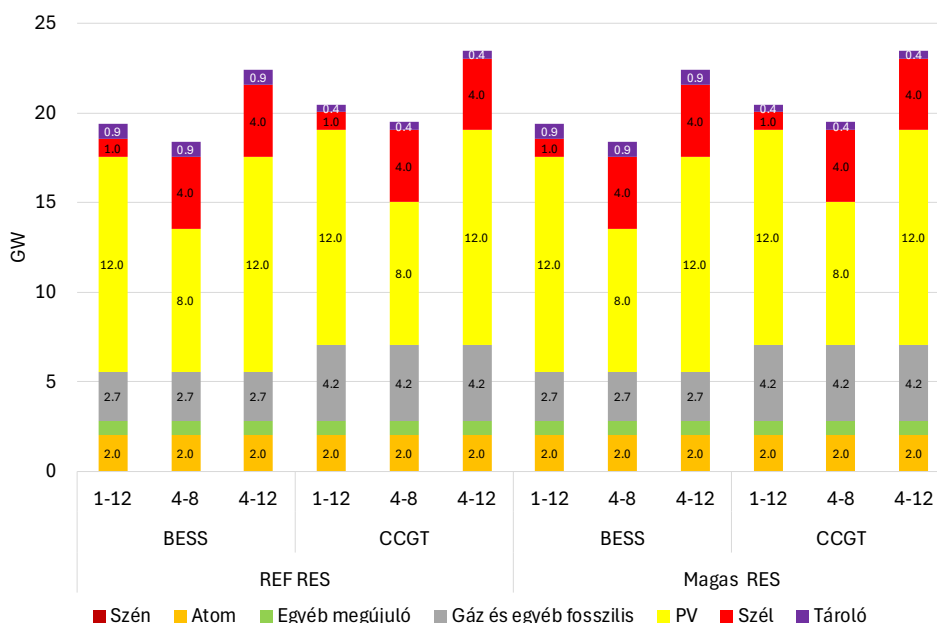
1 ELEMZETT FORGATÓKÖNYVEK

Jelen tanulmány célja, hogy elemezze a szélenergia kapacitások magyarországi bővítésének piaci hatásait. A REKK Európai Árampiaci Modelljének (EPMM) segítségével megvizsgáljuk, hogy különböző szélenergia-beruházási forgatókönyvek különböző PV kapacitásokkal kombinálva hogyan hatnak a magyar villamosenergia-rendszerre, az árakra, a megújulók piaci értékére, a villamosenergia-termelés és a szabályozási tartaléklekötések összetételére, valamint a rendszer összköltségére. Különböző európai megújuló penetrációt és hazai kapacitás bővülési összetételt (CCGT, illetve villamosenergia-tároló hangsúlyos pályák) feltételezve vizsgáljuk a különböző forgatókönyvek előnyeit, hátrányait, illetve költséghatékonyságát. A modellezett forgatókönyveket az 1. ábra, míg a különböző forgatókönyvekben feltételezett kapacitásokat a 2. ábra foglalja össze.

1. ÁBRA: VIZSGÁLT FORGATÓKÖNYVEK



2. ÁBRA: BEÉPÍTETT KAPACITÁSOK AZ EGYES FORGATÓKÖNYVEKBEN, 2030

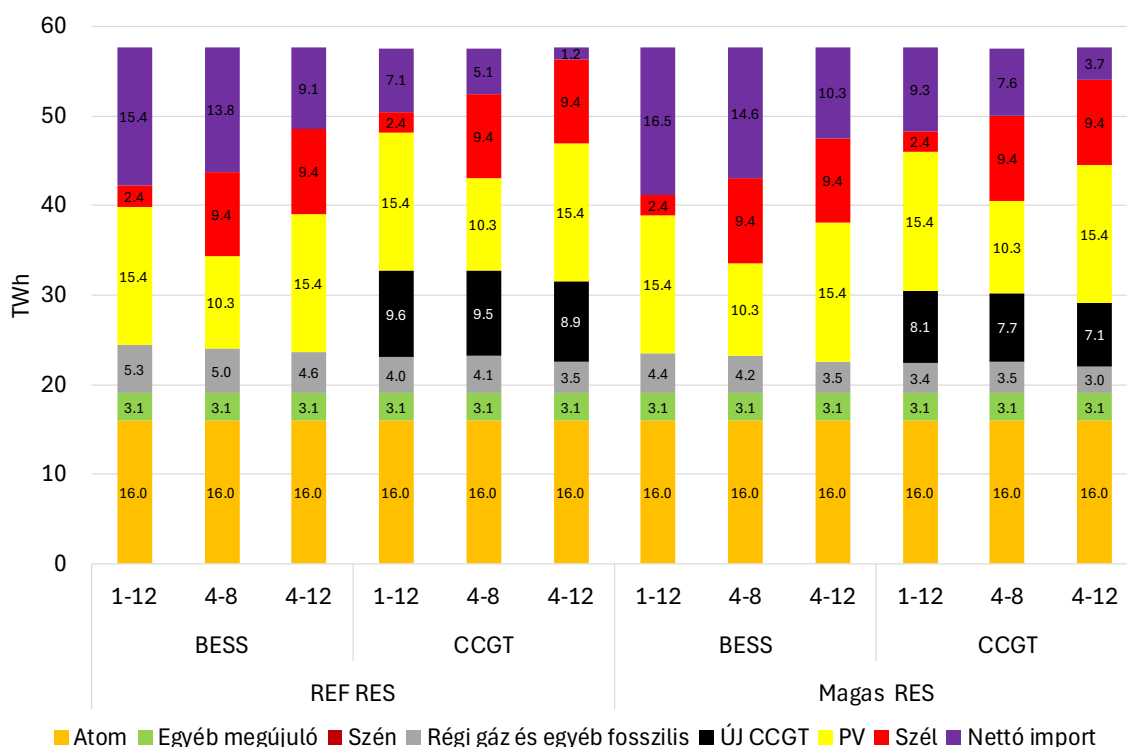


A különböző forgatókönyvek villamosenergia-piaci hatását 2030-ra fókuszálva mutatjuk be, de a megtérülési számítások elvégzéséhez a modellt a 2035, 2040, 2045 és 2050 évekre is lefutattuk.

2 A VILLAMOSENERGIA-ÖSSZETÉTEL ÉS A CO₂ KIBOCSÁTÁS ALAKULÁSA

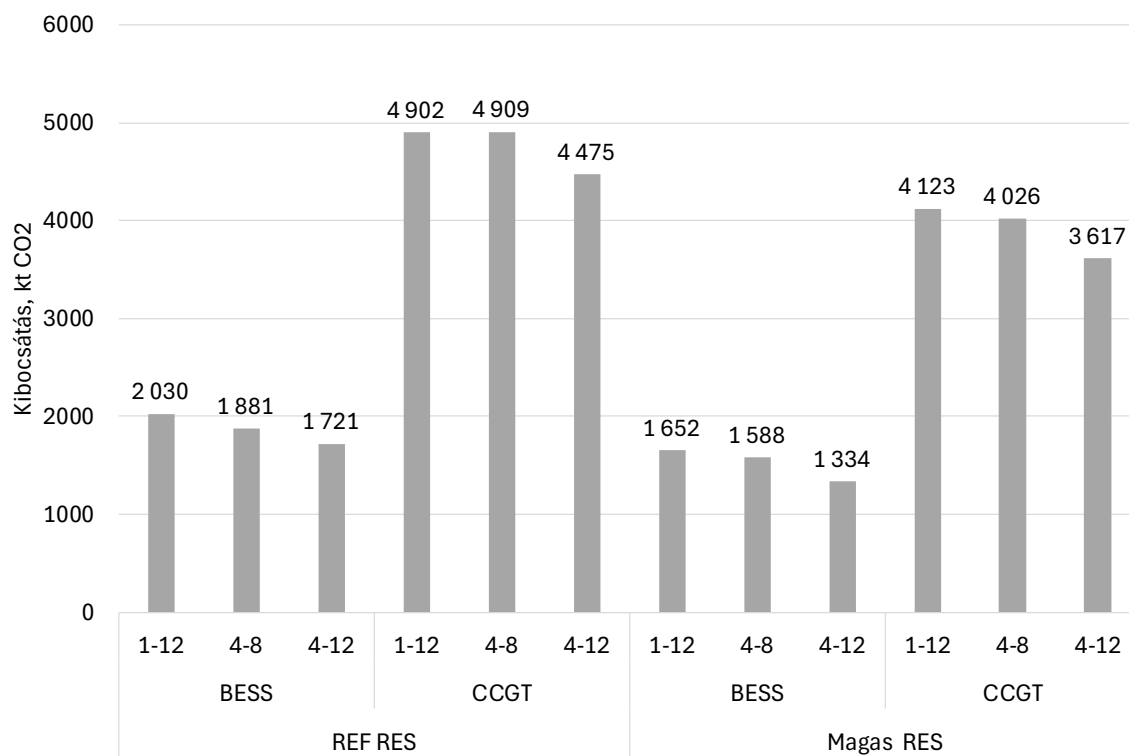
A 3. ábra illusztrálja a magyarországi villamosenergia-termelés modellezett összetételét 2030-ra. Látható, hogy a szélerőművek elterjedése nagyobb részt az importot, kisebb részt a földgáz alapú villamosenergia-termelést váltja ki. Ugyanakkor, a szélerőművek elterjedése nincs hatással a PV és atomerőművi termelés mértékére. Az új CCGT-k jelentős kihasználtsággal működnek, ugyanakkor csökkentik a már korábban működő gázos erőművek termelését. Ez a kihasználtság valamelyest csökken a szélerőművek és a PV-k elterjedésével. Az éves átlagos nettó import minden forgatókönyvben pozitív, az aránya a teljes fogyasztáshoz viszonyítva jelentős szóródást mutat, de minden forgatókönyvben 30% alatti.

3. ÁBRA: VILLAMOSENERGIA-ÖSSZETÉTEL



A 4. ábra a hazai szén-dioxid kibocsátás alakulását mutatja. Az új CCGT-k évente nagyjából 3 millió tonnával növelik, míg a szélerőművek 300-500 kt-val csökkentik a hazai CO₂ kibocsátást. A várakozásoknak megfelelően, magas európai megújuló penetráció esetében alacsonyabb a CO₂ kibocsátás, mivel ebben a helyzetben kevesebb földgáz alapú termelés valósul meg Magyarországon.

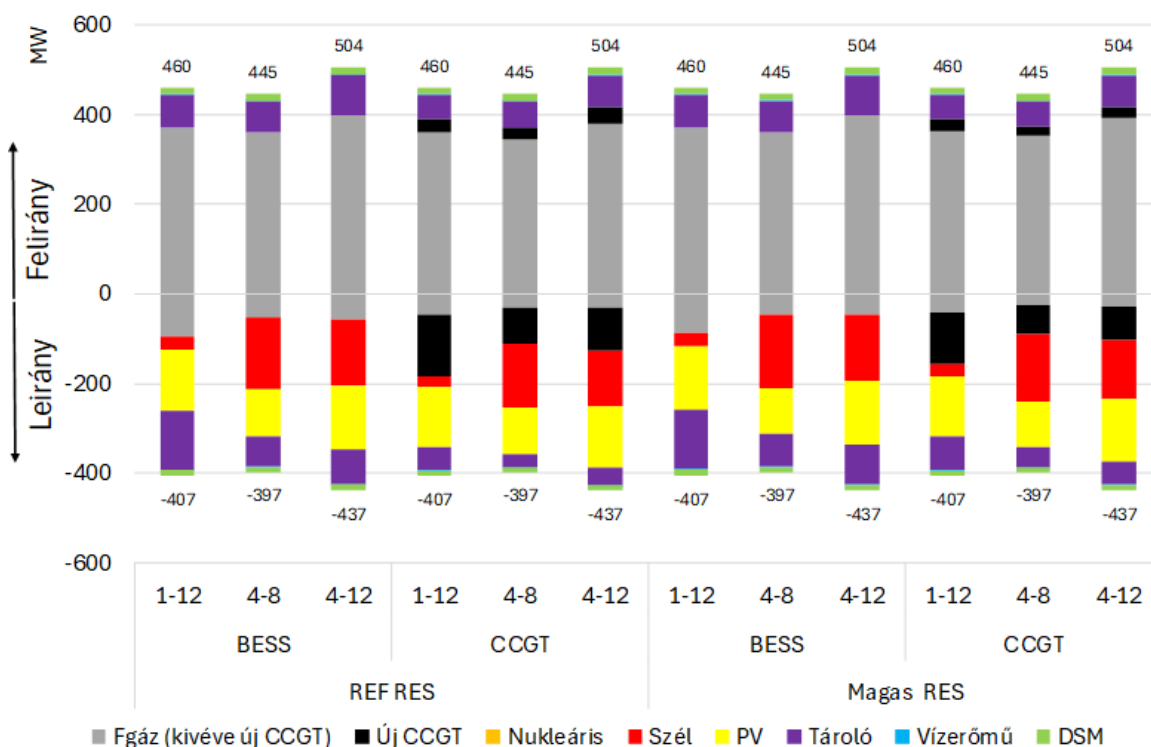
4. ÁBRA: A VILLAMOSENERGIA-SZEKTOR CO₂ KIBOCSÁTÁSÁNAK ALAKULÁSA



3 TARTALÉKPIACI HATÁSOK

Az egyes országokban szükséges lekötött szabályozási tartalékok mennyiségét egy regressziós modell segítségével jelezzük előre: 5 év, illetve 16 ország adatai alapján becsültük meg, hogy a rendszerterhelés, illetve az időjárásfüggő megújuló termelői kapacitások függvényében hogyan változik a fel-és leirányú tartalékigény a modellezett országokban. Az 5. ábra a magyar tartalékigényt, és annak összetételét mutatja 2030-ra a különböző vizsgált scenáriókban. Látható, hogy az időjárásfüggő megújulók nagyobb mennyisége növeli a tartalékigényt mind fel-, mind leirányban. Felirányban ezt a megnövekedett tartalékigényt a gázos és a tároló kapacitások nyújtják, az új CCGT-k alig jelennek meg a piacon. Leirányban a tartalékok összetétele eltérő: a gázos kapacitások, PV és tárolók mellett a magas szélerőművi kapacitás esetében a szélerőművek jelentős mértékben részt tudnak venni a szabályozásban. Az új CCGT-k részben a korábban működő gázos kapacitásokat, részben pedig a megújulókat szorítják ki.

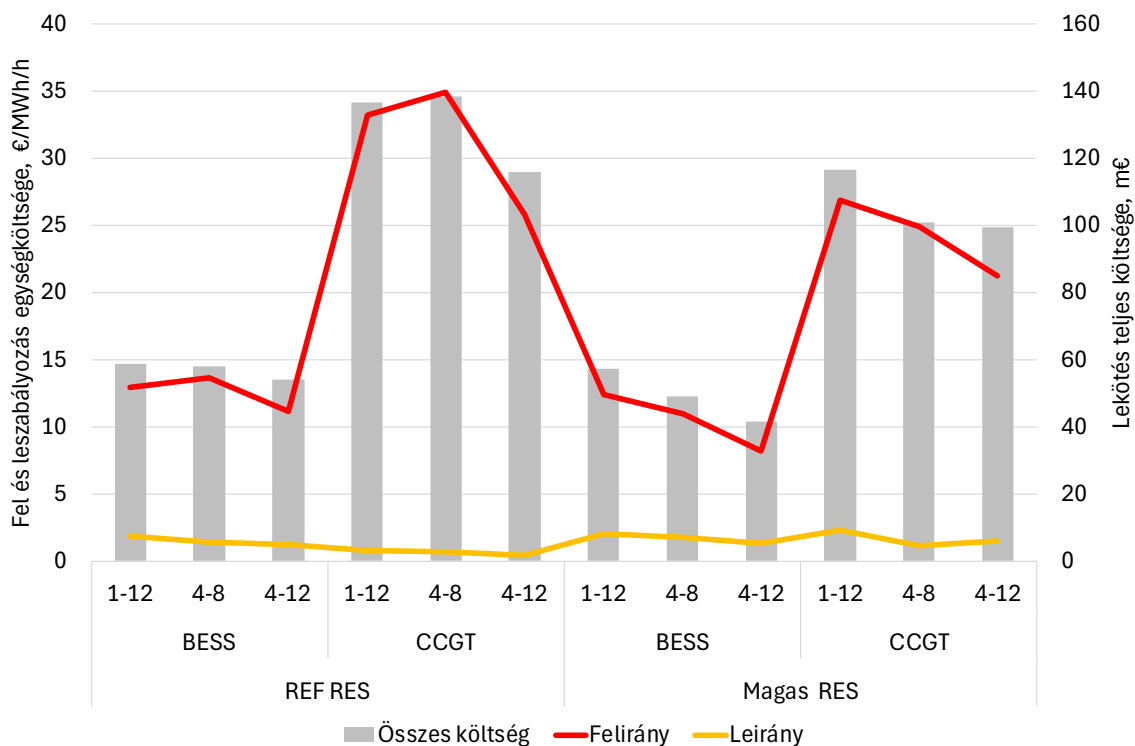
5. ÁBRA: SZABÁLYOZÁSI TARTALÉKOK ÖSSZETÉTELE



A 6. ábra az aFRR tartalékok lekötésének átlagos egységárát és teljes költségét mutatja. Látható, hogy a leirányú szabályozás fajlagos költsége minden scenárióban igen alacsony, köszönhetően a sok megújuló tartalékpiaci részvételének, és annak, hogy ezek a szereplők olcsón tudnak ilyen szolgáltatást nyújtani. Felirányban ugyanakkor jelentős különbségek figyelhetők meg az egyes forgatókönyvek között. Magasabb tárolói elterjedés esetén lényegesen alacsonyabb a tartaléklekötés fajlagos költsége, mint az új CCGT kapacitásokat feltételező forgatókönyvekben. Felirányban ezek az erőművek meglehetősen drágák, ezért a részvételük nem jelentős, ugyanakkor az árak emelkedését okozzák. Bár a szélerőművek elterjedése növeli a

tartaléktartási igényt, mégis abból kifolyólag, hogy ők is – olcsón – részt tudnak venni a lesza-
bályozásban, a lekötés összköltsége csökken.

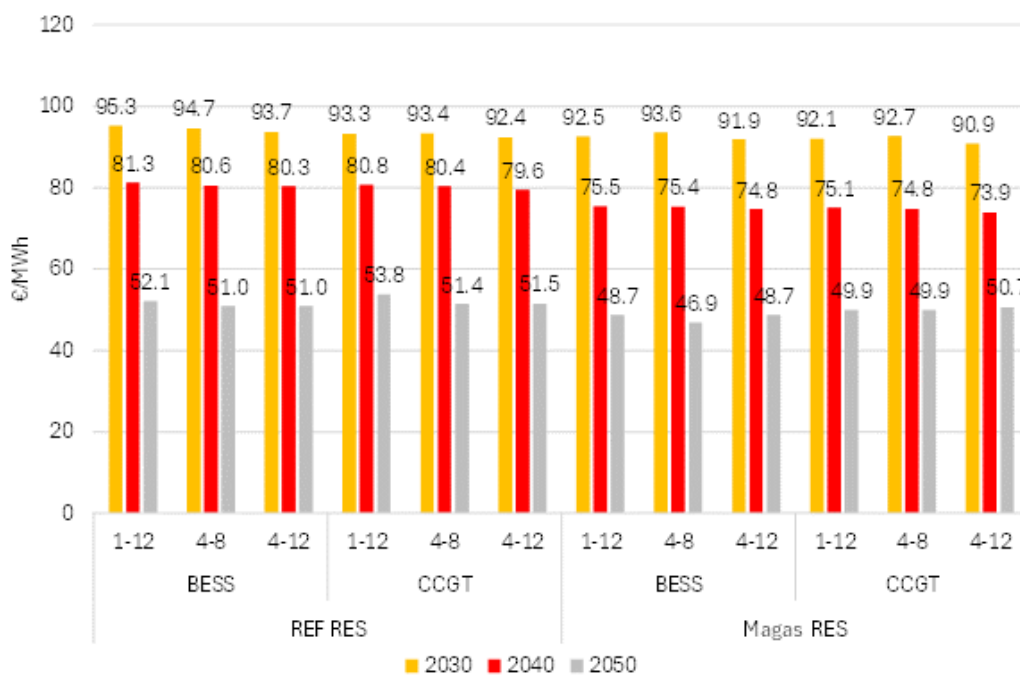
6. ÁBRA: SZABÁLYOZÁSI TARTALÉKOK LEKÖTÉSÉNEK FAJLAGOS ÉS ÖSSZKÖLTSÉGE



4 AZ ÁRAKRA VALÓ HATÁS

A modellezett éves átlagos nagykereskedelmi árakat a 7. ábra foglalja össze. Látható, hogy az idő előrehaladtával elsősorban a megújuló kapacitások növekedésének köszönhetően a nagykereskedelmi ár csökken. A scenáriók közötti különbség, illetve egymáshoz való viszonyuk is változik a különböző modellezett években. Míg 2030-ban és 2040-ben megfigyelhető, hogy minél több kapacitás áll rendelkezésre, annál olcsóbb a nagykereskedelmi villamosenergia-ár, 2050-ben ez a tendencia már nem egyértelmű. A PV-k „lecserélése” szélerőműre alacsony nemzetközi RES penetráció esetén árcsökkentő, magas RES kapacitás esetében árnövelő hatású. A várakozásoknak megfelelően a szélerőművek növelése a PV-k változatlan mennyisége mellett csökkenti a nagykereskedelmi árat (0,6-1,6 €/MWh). 2030-ban a 1,5 GW-nyi új CCGT jelentősen csökkenti a nagykereskedelmi árakat (~0,4-2,0 €/MWh), különösen az alacsony RES forgatókönyv esetében. 2050-re azonban már a tároló túlsúlyos kapacitás-összetétel eredményez alacsonyabb árakat (~0,4-3,0 €/MWh-val).

7. ÁBRA: MODELLEZZETT VILLAMOSENERGIA NAGYKERESKEDELMI ÁRAK, €/MWh

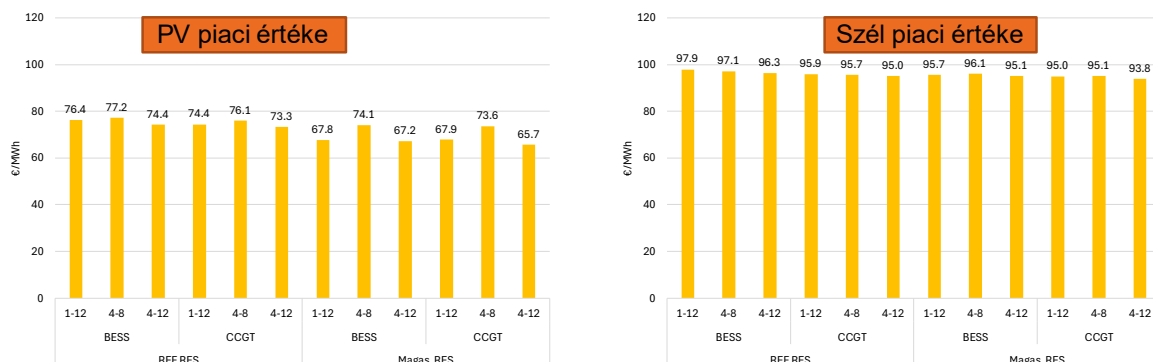


A 8. ábra a PV és a szél piaci értékét¹, mutatja meg. Látható, hogy a szél esetében nem figyelhető meg a kannibalizációs hatás. 12 GW PV kapacitást feltételezve a szélkapacitásokat 4 GW-ra növelve stagnál, sőt néhány esetben növekszik a szélerőművek piaci értéke a zsinórtermék árához viszonyítva. A PV-k esetében ugyanakkor ez a hatás erős: 2030-ban 2-7% ponttal csökken a vizsgált mutató, ha 4 GW szélkapacitást feltételezve a PV mennyiségét 8-ról 12 GW-ra növeljük. A szélerőművek piaci értékére nem hat jelentősen sem a külföldi kapacitások elterjedése, sem a CCGT elterjedése.

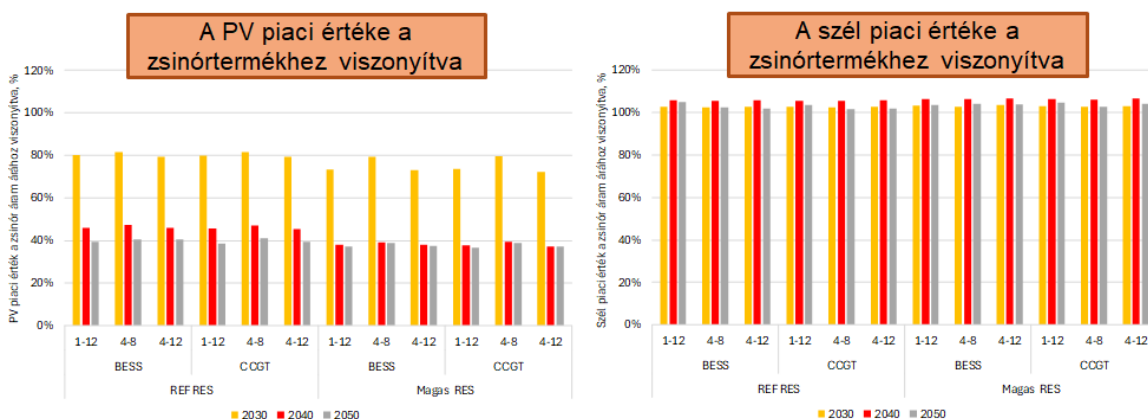
¹ A piaci érték az adott erőmű órás termelésével súlyozott villamosenergia-átlagárát jelenti.

A 9. ábra pedig ezeket a piaci árakat az alakulását a zsinórtermék árához viszonyítva mutatja. Látható, hogy összességében alacsony a különbség az egyes forgatókönyvek között. A legmagasabb PV piaci érték az alacsony PV és RES forgatókönyvben alakul ki. A magas európai RES penetráció jelentősen csökkenti a hazai PV termelés piaci értékét is.

8. ÁBRA: A PV ÉS A SZÉL PIACI ÉRTÉKÉNEK ALAKULÁSA 2030-BAN



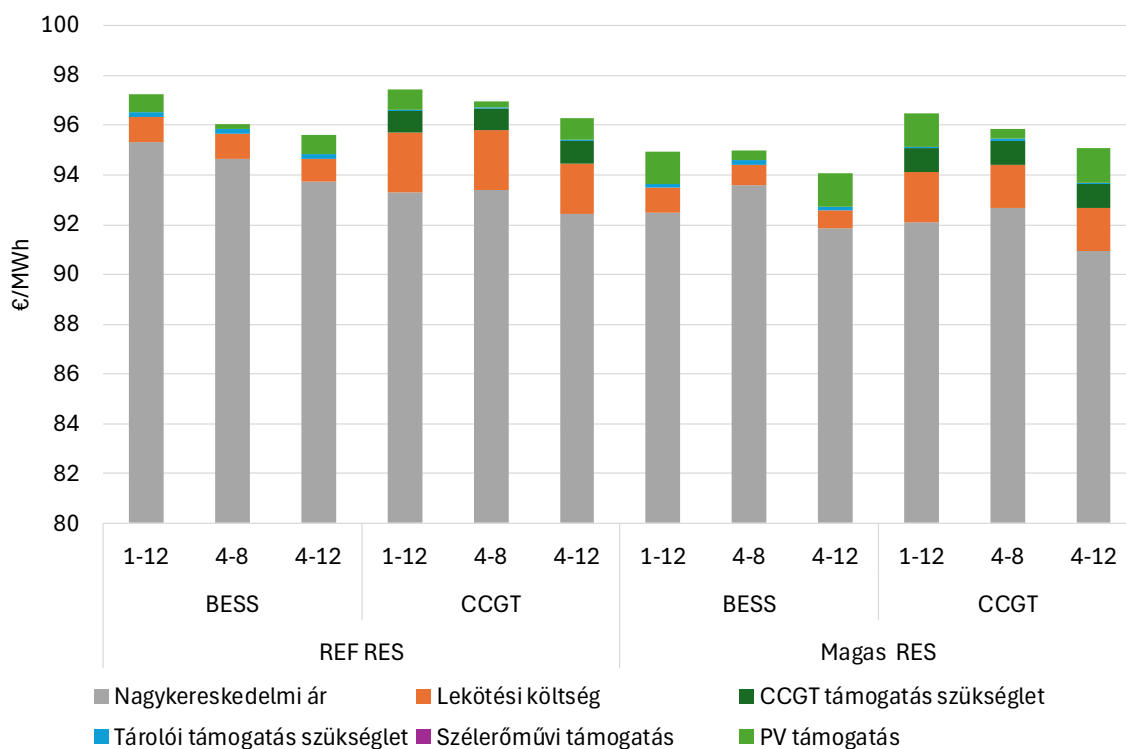
9. ÁBRA: A PV ÉS A SZÉL PIACI ÉRTÉKE A ZSINÓRTERMÉKHEZ VISZONYÍTVA



A fent bemutatott modellezési eredményekből kiindulva meghatároztuk a feltételezett új kapacitások (CCGT, tároló, PV és szél kapacitások) támogatási igényét, amely ahhoz szükséges, hogy az adott beruházás megtérüljön. A megtérülési számítás módszertanát és az eredményeket a függelék tartalmazza.

Az összes vizsgált költség tételt (PV, szél, CCGT és tárolói támogatás; tartaléklekötési költség és nagykereskedelmi ár) ezt követően szétosztottuk a teljes hazai fogyasztásra, hogy megkapjuk, hogy ár szempontjából melyik a legelőnyösebb forgatókönyv, vagyis, hogy mely forgatókönyvben a legkisebb a fogyasztók kiadása. Ezt mutatja a 10. . A szél erőművek negatív támogatási igénye nem jelenik meg az ábrán a következő okokból: bár a szél erőművek becsült támogatási igénye negatív, így egy kompetitív Metár tenderen való részvétel esetén olyan ajánlatot adnának, mellyel nettó befizetőkké válnak az élettartamuk alatt, tehát bevételt generálnak a rendszernek, ilyen körülmények között azonban a tenderen való indulásuk nem valószínű, mivel jövedelmezőbb számukra, ha tisztán piaci alapon megépülnek. Ebben az esetben azonban a negatív támogatási igény nem csökkenti a rendszer teljes támogatási igényét.

10. ÁBRA: ELEMZETT VÉGFOGYASZTÓI ÁRKOMPONENSEK ALAKULÁSA



Számításaink szerint a legalacsonyabb költségeket eredményező forgatókönyv a BESS-4-12 forgatókönyv (függetlenül az európai RES kapacitások mértékétől), azaz magas szél és PV kapacitás kiépítése jelentős tárolói elterjedtséggel kombinálva, viszont új CCGT erőművek nélkül.

Fontos megjegyezni, hogy a lekötési költség jelentős, így annak esetleges változása nagymértékben képes lehet megváltoztatni az egyes forgatókönyvek sorrendjét.

5 ÖSSZEGZÉS, AJÁNLÁSOK

Összességében megállapítható, hogy a rendszer összköltsége szempontjából a legjobb forgatókönyv a BESS-4-12 forgatókönyv, amely magas szélerőművi és PV kapacitást, és új CCGT-k helyett jelentős tárolói kapacitásbővülést feltételez. Bár a magas megújuló kapacitások jelentősen növelhetik a tartalékigényt, egyik modellezett scenárióban sem merül fel ellátásbiztonsági probléma.

A modellezési eredmények azt mutatják, hogy a szélerőművi kapacitások növelése nagyobb részt az importot, kisebb részt a földgáz alapú villamos energiatermelést váltja ki. Ez utóbbi eredményeképpen jelentősen csökken a hazai CO₂ kibocsátás. A szélerőművi kapacitások jelentős szereppel bírnak a tartalékpiacon, hiszen a leirányban történő nagyarányú részvételükkel a felirányú kínálatot is növelik azáltal, hogy az általuk kiváltott gázos és tárolói kapacitások a felirányú piacon jelennek meg. Érdekes eredmény, hogy bár a szélerőmű kapacitások emelkedése növeli a tartalékigényt, ennek hatása a lekötési költségekre kisebb, mint annak, hogy a szabályzásban való részvételükkel csökkentik az árat. Szintén fontos megjegyezni, hogy a szélerőművek piaci értéke a zsinór árakhoz viszonyítva minden scenárióban 100% fölötti, a támogatási igényük pedig minden scenárióban negatív, ami azt jelenti, hogy a projektek nem igénylenek támogatást, sőt bizonyos körülmények között a beruházók még befizetésre is hajlandók lehetnek a projekt megvalósulása érdekében.

A szélerőművekkel ellentétben a PV esetében jelentős a kannibalizációs hatás, esetükben a piaci érték a zsinór árakhoz viszonyítva 40 és 80% között alakul, a támogatási igényük a termelésükhöz viszonyítva minden scenárióban pozitív, 5,2 és 10,8 €/MWh között változik, melynek fogyasztókra jutó költsége 0,2-1,4 €/MWh. A kannibalizációs hatás miatt a bevétel, amit ezek az erőművek realizálni tudnak erősen csökken, így hosszú távon számolni kell azzal, hogy a naperőművek részéről a jövőben újra felmerül a támogatási igény, akkor is, ha a PV-k beruházási költsége folytatja az eddigi csökkenő tendenciát. A támogatási igényt tekintve tehát a szélerőművi kapacitások növelése előnyösebb a PV-vel szemben.

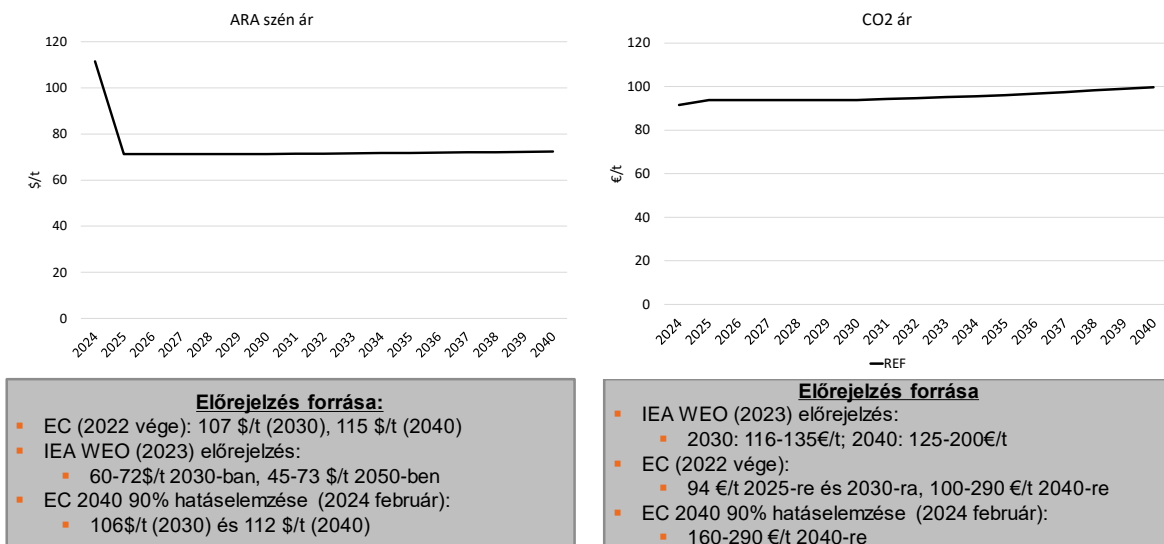
A tárolók kapcsán is megállapítható, hogy jelentős a tartalékpiaci szerepük, a tartaléktartás költsége mintegy 60%-kal alacsonyabb azokban a scenáriókban, ahol az új CCGT-k megépülése helyett a tároló kapacitások bővülnek. Szintén a tárolók mellett szól a CCGT-vel szemben, hogy hosszabb távon is képesek fenntartani a rövid távú profitjukat, így az egységnyi fogyasztásra vetített támogatási igényük jóval alacsonyabb, 0,1-0,5 €/MWh között alakul. Ugyanakkor a tárolók esetében is megjelenik a kannibalizációs hatás, azokban a scenáriókban, ahol új CCGT-k épülését, és alacsonyabb tárolói kapacitás felfutást feltételezünk, harmadával csökken a támogatási igény.

Az új CCGT erőművek elsősorban a termékpiacon játszanak szerepet, a tartalékpiacon csak kismértékben jelennek meg, ugyanakkor a tárolókhöz képest jelentősen növelik a tartaléknyújtási költségeket. Kiemelendő, hogy az új CCGT kapacitások által realizálható profit az idő előrehaladtával meredeken csökken, 2035-től már a fix működési költségeket sem tudják kitermelni, így a támogatási igényük jelentős. Fontos megjegyezni ugyanakkor, hogy amennyiben 1,5 GW-nál kisebb kapacitást építenénk, annak a fajlagos mutatói sokkal jobbak lennének, mivel az új kapacitások mintegy 1 TWh korábbi gázos termelést szorítanak ki. Mindezek mellett az új CCGT kapacitások jelentősen – 3 millió tonnával – növelik meg a CO₂ kibocsátást.

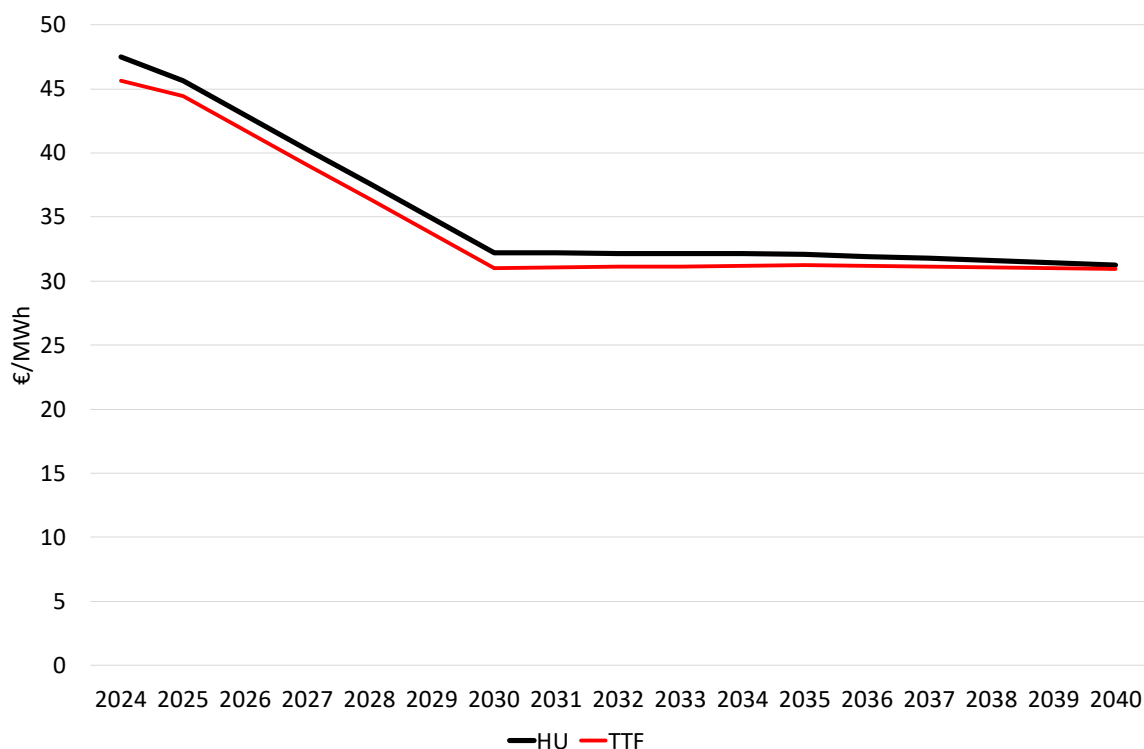
6 MELLÉKLET

6.1 A legfontosabb inputadatok bemutatása

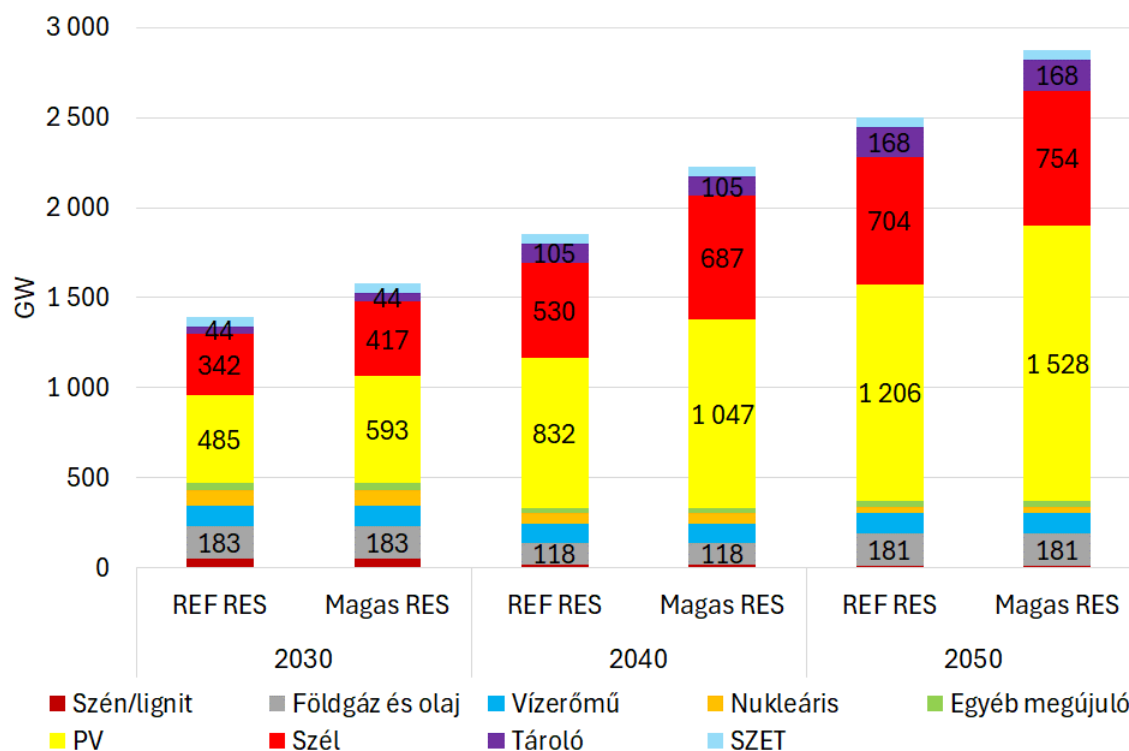
11. ÁBRA: SZÉN ÉS CO2 ÁR FELTÉTELEZÉS



12. ÁBRA: A HAZAI ÉS TTF FÖLDGÁZÁR ELŐREJELZÉS



13. ÁBRA: EU27 VILLAGENERGIA-KAPACITÁS ÖSSZETÉTELE



6.2 Megtérülésszámítási módszertan

Az új CCGT, tároló, PV és szél kapacitások fajlagos támogatásigényét nettó jelenérték alapon (NPV) határoztuk meg. Ez az összeg azt mutatja meg, hogy mekkora támogatás szükséges a fogyasztóktól ahhoz, hogy éppen megérje a beruházást megvalósítani. A fajlagos támogatási igényt a következőképpen határoztuk meg:

Fajlagos támogatásigény (€/MWh) = Kapacitás (MW) * Fajlagos NPV (€/MW) / Éves hazai fogyasztás (MWh) ahol a

Fajlagos NPV = $-CAPEX + \sum_{i=1}^n (\text{Profit} - \text{Fix OPEX}) \times DF(i)$, ahol n = élettartam; DF a diszkontfaktor

A képletben szereplő profit a következőképpen határozódik meg az új CCGT-k és tárolók esetében:

$$\text{Profit}_t = \text{Termékpiazi bevétel} + \text{tartalékpiazi bevétel} - \text{tüzelőanyagköltség} - \text{CO2 költség} - \text{rövid távú OPEX}$$

A profit a PV és szélenergia kapacitások esetén pedig:

$$\text{Profit}_t = \text{Termékpiazi bevétel} + \text{tartalékpiazi bevétel} - \text{kiegyenlítő költség}$$

$DF = \frac{1}{(1+r)^t}$, ahol r a reál diszkontráta.

A számítás során alkalmazott értékeket az 1. táblázat foglalja össze.

1. TÁBLÁZAT: A MEGTÉRÜLÉSI SZÁMÍTÁSOK SORÁN ALKALMAZOTT FELTÉTELEZÉSEK

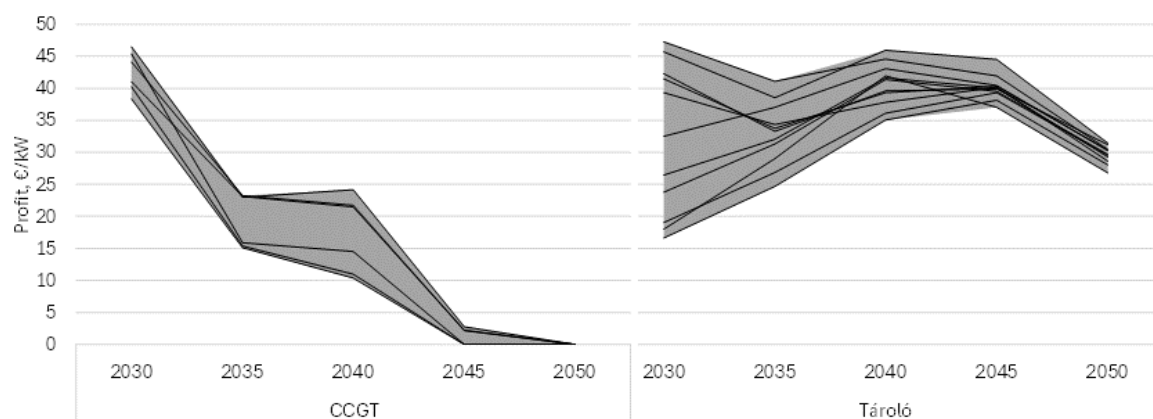
	CCGT	Tároló	PV	Szél
CAPEX, €/kW	830	456	580	1007
Fix OPEX, €/kW	27.8	15	14.2	36.4
Kiegészítő ktg. (€/MWh)			7.5	7.5
Reál diszkontráta, %	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%
Élettartam, év	25	25	20	20

6.3 A megtérülési számítások eredményei

A fent bemutatott módon kiszámított új CCGT és tárolói profitok intervallumát a különböző forgatókönyvekben mutatja a 14. ábra. Látható, hogy a CCGT-k profitja folyamatosan csökken, 2045-re szinte teljesen eltűnik azzal együtt, hogy ebben nincsenek benne az éves fix működtetési költségek és a tőkeköltség sem. 2035-től az új CCGT-k már a fix működési költségeket (2,8€/kW) sem tudják kitermelni.

A tárolók ezzel szemben képesek növelni, vagy legalább szinten tartani a profitjukat, amely minden forgatókönyvben/évben meghaladja a fix működtetési költségeiket (15 €/kW). Összeségében azonban elmondható, hogy egyik típusú beruházás sem megtérülő.

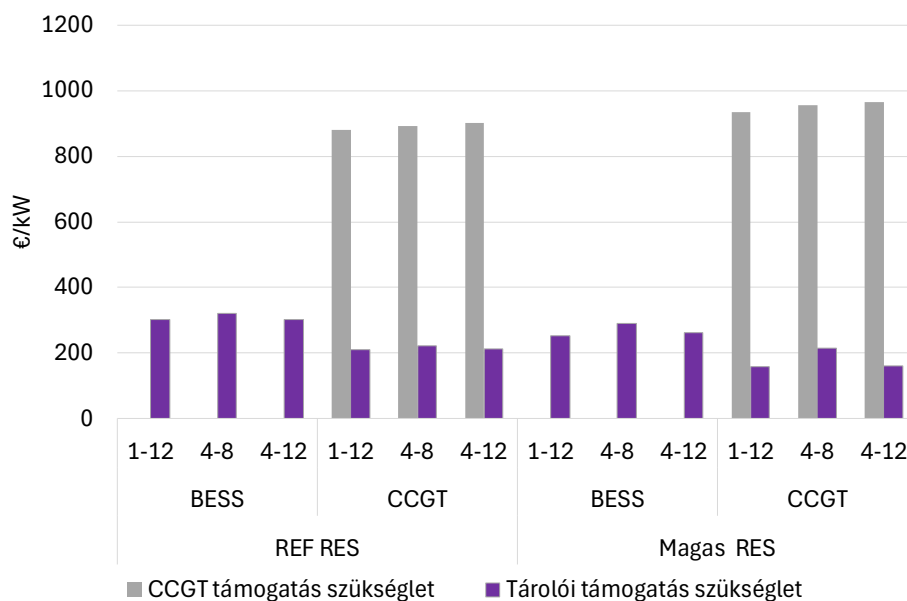
14. ÁBRA: FAJLAGOS PROFITOK ALAKULÁSA A CCGT ÉS TÁROLÓK ESETÉBEN, €/KW



A fenti két technológia számított támogatási igényét mutatja a 15. ábra. Látható, hogy a CCGT-k fajlagos támogatásigénye jelentős. Ebben jelentős szerepet játszik, hogy a túl nagyméretű kapacitás (1,5 GW) rontja a megtérülést. Kevesebb új kapacitás megépülése esetén valószínűsíthetően arányaiban kisebb lenne a támogatásigény.

Az ábrán az is megfigyelhető, hogy a PV-hez hasonlóan a tárolók esetében is megjelenik a kannibalizációs hatás, mivel a kevesebb tárolót feltételező CCGT forgatókönyvben harmadával kisebb a támogatásigény. A külföldi megújuló kapacitások mennyisége eltérően hat a CCGT-k és a tárolók jövedelmezőségére: a magasabb európai RES kapacitás a tárolók támogatási igényét kismértékben csökkenti, míg a CCGT-két növeli.

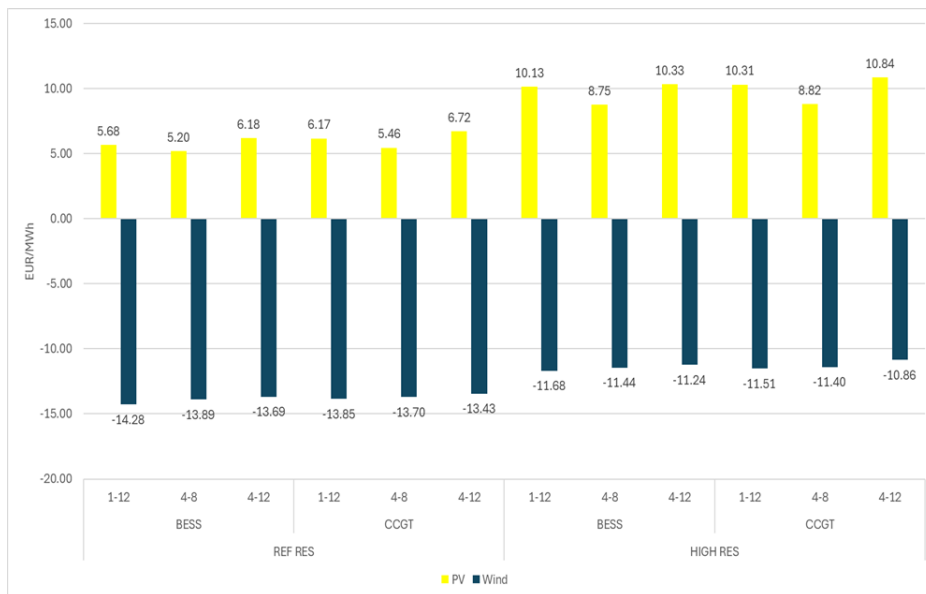
15. ÁBRA: FAJLAGOS TÁMOGATÁSIGÉNY A CCGT ÉS TÁROLÓK ESETÉBEN, €/kW



Az új megújuló kapacitások támogatási igényét a 16. ábra jeleníti meg. Látható, hogy az újonnan épített naperőművek NPV-je negatív, míg az új szárazföldi szélőműveké pozitív. A PV támogatási igénye termelésre vetítve 5,2 és 10,8 EUR/MWh között változik. Emellett a támogatási igény körülbelül 5 EUR/MWh-val magasabb, ha több megújulót telepítenek Európában, és 1-2 EUR-val magasabb, ha 8 GW helyett 12 GW PV-t telepítenek.

A szárazföldi szélenergia esetében a negatív támogatási tartomány varianciája alacsonyabb, mint amekkora különbséget a PV esetében figyelhetünk meg a forgatókönyvek között, mivel a piaci érték tekintetében kisebbek a különbségek. A több európai megújuló kapacitás telepítése 2-3 EUR/MWh-val, míg a nagyobb hazai telepítések nagyjából 1 EUR/MWh-val csökkentik a megtérülés mértékét.

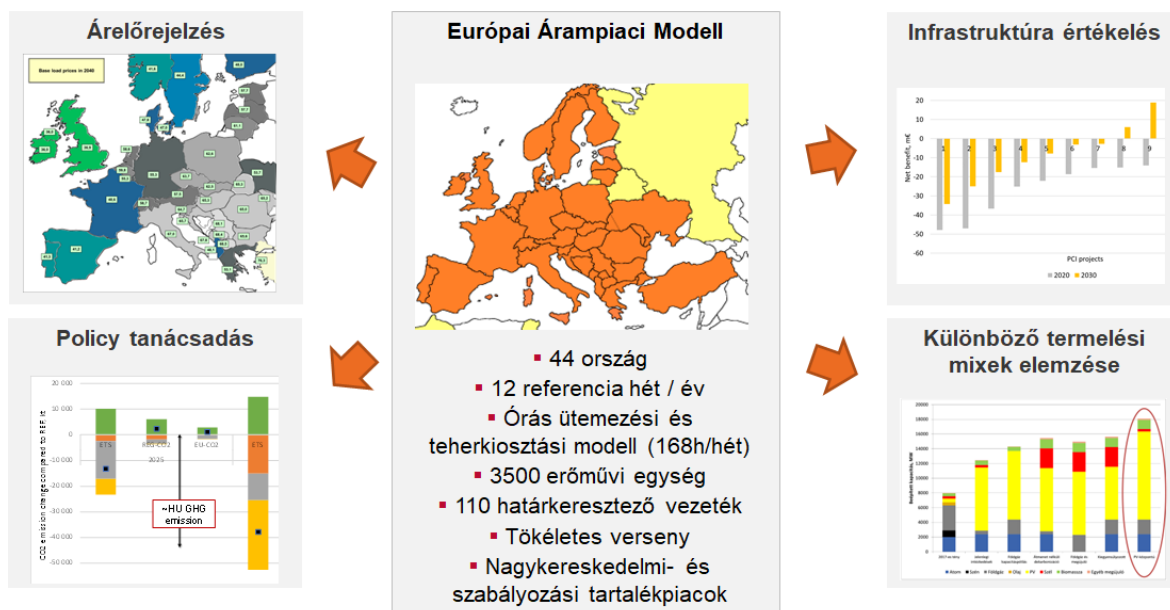
16. ÁBRA: FAJLAGOS TÁMOGATÁSIGÉNY A PV ÉS A SZÉL ESETÉBEN, €/MWH



6.4 EPMM modell leírás

Az EPMM (European Power Market Model) 41 európai ország villamosenergia-rendszerére kiterjedő 168 órás időhorizontú ütemezési és teherkiosztási modell (Unit Commitment Model). A villamosenergia- és a tartalékpiacon egyensúlyi értékeit szimultán határozza meg minden egyes órára és piacra az előre jelzett időjárásfüggő megújuló termelés, a villamosenergia-kereslet, a piacra érvényes tartalékkövetelmények, valamint az áramtermelés és szállítás technológiai korlátjainak és költségeinek figyelembevételével. A modell a hét minden órájára előre jelzi az erőművek üzemállapotát, az üzemelő egységeknél a termelés volumenét és a fel- és leszállítási célra félretett kapacitások nagyságát, minden országra meghatározza a villamos energia, valamint a felszállítási és leszállítási tartalékok piaci árát. A modellezést minden év esetén az árampiac szezonális sajátosságai alapján kiválasztott 12 reprezentatív hétre vonatkozóan végezzük el, majd ennek eredményeit vetítjük ki az év többi hetére. A modell főbb alkalmazási területeit a 17. ábra mutatja illusztratív ábrákkal együtt.

17. ÁBRA: AZ EURÓPAI ÁRAMPIACI MODELL FŐBB ALKALMAZÁSI TERÜLETEI



A modellben háromféle piaci szereplő van: termelők, fogyasztók és kereskedők. Mindegyikük árelfogadó módon viselkedik: adottnak veszik az aktuális piaci árat, és feltételezik, hogy cselekedeteiknek elhanyagolható hatása van erre az árra.

Az EPMM 3500 erőművi egységet modellez, amelyek 12 különböző tüzelőanyaggal működnek: földgáz, szén, lignit, nehéz fűtőolaj (HFO), könnyű fűtőolaj (LFO), nukleáris, biomassza, geotermikus, víz-, szél-, nap-, árapály- és hullámerőmű. Minden erőműnek van egy sajátos termelési határkölsége, amely termelési egységenként állandó.

A kereskedelmet az országok közötti mintegy 110 határkeresztező vezeték biztosítja. A modell minden egyes országot egyetlen csomópontként kezel, így nem veszi figyelembe a hazai villamosenergia-rendszer korlátait. Az NTC-értékeket a kereskedelmi lehetőségek jelzésére használja, a szezonális eltéréseket az ENTSO-E transparency platformjának historikus adatai alapján vesszük figyelembe a modellezésben. A jövőbeli beruházásokat az ENTSO-E legutóbbi tízéves hálózatfejlesztési tervének (TYNDP) adatai alapján feltételezzük.

A fogyasztókat a modellben aggregált módon reprezentáljuk: az egyes modellezett piacokon különböző árérzékeny keresleti görbékkel. Az árak és a fogyasztott mennyiség közötti inverz kapcsolatot egy negatív meredekségű lineáris függvénnyel közelítjük. A kereskedők összekötik a piac termelési és fogyasztási oldalát azért, hogy az olcsóbb országokból drágább országokba exportálnak villamos energiát.