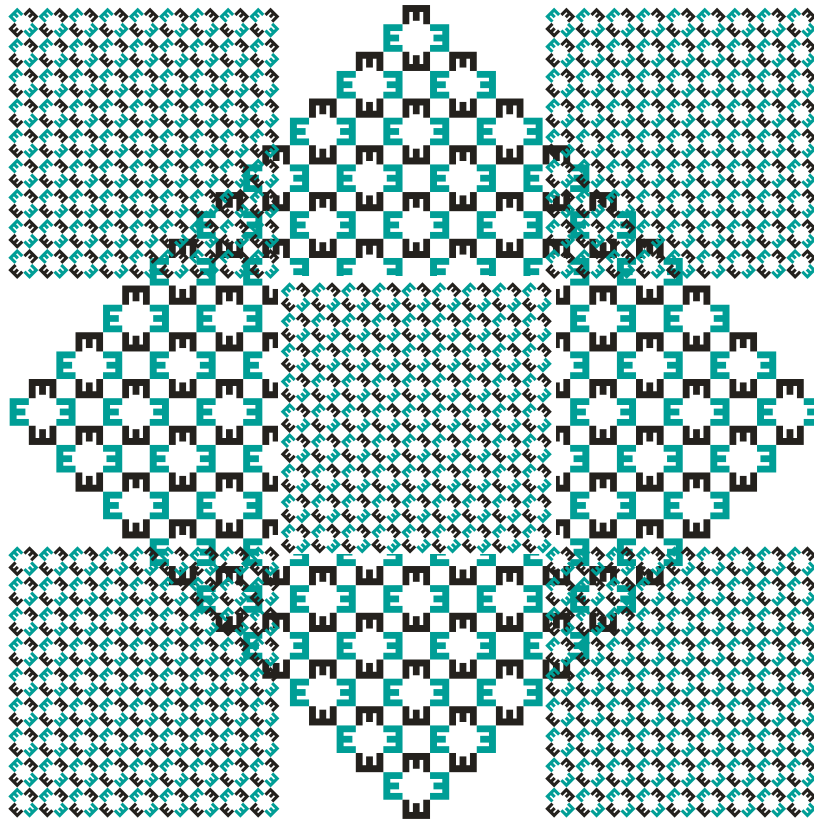




# MŰKÖDHET-E PAKS II ÁLLAMI TÁMOGATÁSOK NÉLKÜL?

## Az erőműtársaság vállalatgazdasági közelítésben

Felsmann Balázs, Budapesti Corvinus Egyetem



**Működhet-e Paks-2 állami támogatások nélkül?  
Az erőműtársaság vállalatgazdasági közelítésben**

**Kutatásvezető: Felsmann Balázs  
Budapesti Corvinus Egyetem**

**balazs.felsmann@uni-corvinus.hu**

A tanulmány és annak háttéranyagai az Energiaklub Szakpolitikai Intézet és Módszertani Központ honlapján is megtalálhatók, onnan letölthetők: [www.energiaklub.hu](http://www.energiaklub.hu)



ENERGIACLUB, 2015. június

Minden jog fenntartva.

Az adatok közzétételére a „*Nevezd meg! – Ne add el! – Ne változtasd!*” licenc érvényes.



## TARTALOMJEGYZÉK

1.	BEVEZETŐ.....	2
2.	VEZETŐI ÖSSZEFOGLALÓ.....	3
3.	KORÁBBI HAZAI TANULMÁNYOK A MEGTÉRÜLÉS TÉMAKÖRÉBEN.....	6
4.	AZ ELEMZÉS MÓDSZERTANA .....	9
4.1.	A nettó jelenérték meghatározása a modellben.....	10
4.2.	Reál versus nominál modell, az infláció és az árfolyam kezelése .....	11
5.	A FONTOSABB MODELLPARAMÉTEREK BEMUTATÁSA.....	12
5.1.	A beruházásra és a projekt eredményeként megvalósult létesítményre vonatkozó feltételezések .....	12
5.1.1.	Beruházási költség.....	12
5.1.2.	A beruházás időbeni lefutása.....	13
5.1.3.	Üzemidő és működés ideje alatti szükséges felújítások.....	14
5.1.4.	Elszámolt értékcsökkenés.....	15
5.2.	Feltételezések az árbevétel alakulásával kapcsolatban .....	15
5.2.1.	Erőművi piaci árak várható alakulása .....	15
5.2.2.	Kapacitáskihasználtság a működés során .....	17
5.3.	Működési költségek alakulása .....	19
5.3.1.	A Paksi Atomerőmű Zrt. tényköltségei.....	19
5.3.2.	A tüzelőanyag költségek modellezése .....	19
5.3.3.	Egyéb anyagköltség és anyagjellegű ráfordítások.....	20
5.3.4.	Személyi jellegű ráfordítások.....	20
5.3.5.	Egyéb ráfordítások és fizetendő adók.....	20
5.4.	Finanszírozás .....	21
5.4.1.	Kamatköteles források .....	21
5.4.2.	Forgótőke-politika.....	21
6.	AZ EREDMÉNYEK ÖSSZEFOGLALÁSA .....	22
6.1.	Megtérülés és pótlólagos finanszírozási igény az egyes modellezett forgatókönyvekben .....	22
6.2.	Az Alap forgatókönyv részletes elemzése .....	24
7.	ÖSSZEFOGLALÁS.....	28
	FORRÁSJEGYZÉK.....	29

## 1. BEVEZETŐ

Az elmúlt időszakban számos tanulmány vizsgálta a Paksra tervezett új atomerőművi blokkok megtérülési kilátásait, költségvetési, finanszírozási hátterét, energiagazdálkodási hatásait. Ez a dokumentum egy új szemponttal kívánja kiegészíteni a korábbi közgazdasági elemzéseket. Elemzésünk központi kérdése, vajon képes lesz-e gazdasági értelemben önálló működésre az erőműtársaság, vagy túlélése üzembe helyezését követően is további tulajdonosi, költségvetési többlettámogatások függvénye lesz. Vállalati közelítésben vizsgáljuk, hogy a megismert finanszírozási feltételek milyen módon befolyásolják az erőműtársaság mindennapi működését. Más szóval arra a kérdésre keressük a választ, véget ér-e a tulajdonos (esetünkben az állami tulajdonlás miatt az adófizetők) várható pénzügyi kötelezettségvállalása azzal, hogy a nemzetközi szerződés szerinti 2,5 milliárd euró (mai árfolyamon mintegy 765 milliárd forint) önrészt biztosítják a beruházás megvalósításához a 2015 és 2025 közötti időszakban.

Az elemzést időszerűvé teszi, hogy az Európai Bizottság a közelmúltban hozott döntést arról, hogy engedélyezi a brit Hinkley Point C atomerőmű állami támogatását.<sup>1</sup> A magyar kormány ugyanakkor továbbra is kitart azon álláspontja mellett, hogy Paks-2 nem igényel állami szubvenciót. A kormány álláspontja szerint az *„elvégzett elemzések azt mutatják, hogy nincsen szükség állami tőketámogatásra ahhoz, hogy a megtérülés feltételei biztosítva legyenek.”*<sup>2</sup>

Álláspontunk szerint, ha a társaság piaci társaságként működik, úgy képes önfenntartó módon működni anélkül, hogy veszteségei miatt folyamatos tőkepótlásra szorulna. Természetesen rövid időszakokban elképzelhető, hogy a tulajdonos áthidaló jelleggel támogatja az erőműtársaságot, de ezek a támogatások nem válhatnak rendszeressé, mert ebben az esetben folyamatos piactorzításhoz és esetlegesen tiltott állami támogatáshoz vezethetnek. A Hinkley Point C atomerőműre vonatkozó bizottsági határozat 288. cikkelye szerint *„állami támogatás a tagállamok által vagy állami forrásból bármilyen formában nyújtott olyan támogatás, amely bizonyos vállalkozásoknak vagy bizonyos áruk termelésének előnyben részesítése által torzítja a versenyt, vagy azzal fenyeget, amennyiben ez érinti a tagállamok közötti kereskedelmet.”* Ha Paks-2 működőképessége tartósan csak úgy tartható fenn, hogy a társaság állami tulajdonosa pótlólagos tőkejuttatásként biztosítja az erőmű működőképességéhez szükséges forrásokat, úgy ez egyértelműen olyan szelektív előnyt nyújt a társaságnak más áramtermelőkkel szemben, amely megvalósítja az állami támogatásra vonatkozó feltételek teljesülését. Vizsgálatunk elsődleges tárgya tehát az lesz, milyen piaci feltételek mellett teljesülhetnek azok a kormányzati várakozások, amelyek állami támogatások nélkül is megvalósíthatónak látják a paksi projektet.<sup>3</sup>

---

<sup>1</sup> A Hinkley Point C atomerőműre vonatkozó bizottsági határozat magyar nyelven is elérhető az EU Hivatalos Lapjában (2015. április 28: 40-111. oldal).

<sup>2</sup> Lázár János Miniszterelnökséget vezető miniszter írásos válasza Szél Bernadett országgyűlési képviselő kérdésére, 2014. október 22.

<sup>3</sup> Adalékként ahhoz, hogy vajon reális-e állami szubvenció nélkül új atomerőművi kapacitások létesítése, érdemes idézni a Hinkley Point C határozat 273. pontját, amely szerint: *„Az Egyesült Királyság nem értett egyet azokkal az észrevételekkel, hogy a piac állami támogatás hiányában is végezne beruházásokat új atomerőművi kapacitásba.”*

## 2. VEZETŐI ÖSSZEFOGLALÓ

Elemzésünkben először áttekintjük a megtérülés témakörében korábban született tanulmányokat, bemutatva azok módszertanát és főbb megállapításait. Ezt követően ismertetjük saját módszertanunkat, amely a vállalati pénzügyek területén általános tulajdonosiérték-megközelítést követi. A megtérülés számításához elkészítettük az erőművállalat pénzügyi kimutatásainak előrejelzését a teljes beruházási (2015-2025) és működési (2026-2085) időszakra. A pénzügyi kimutatások előrejelzéséhez számos paramétert határoztunk meg, amelyekre vonatkozóan érzékenységvizsgálatok készíthetők. A tanulmányban elsődlegesen **az erőmű által elérhető nagykereskedelmi (értékesítési) ár és a várható kapacitáskihasználtság megtérülésre gyakorolt hatására** vonatkozóan mutatunk be forgatókönyveket, de a számítási modell számos további tényező hatáselemzésére is lehetőséget biztosít. A modell összességében 20 olyan paramétert tartalmaz, amelyek változtatásával szimulációk végezhetők a várható megtérülés és a finanszírozhatóság tekintetében.

A várható piaci áramarra és a kapacitáskihasználásra vonatkozó forgatókönyvek meghatározásához széles körben támaszkodtunk a legfrissebb piaci előrejelzésekre és adatokra. Az Európai Bizottság előrejelzése szerint<sup>4</sup> az európai áramtermelés árszintje 2020-ig összehasonlítható áron évente átlagosan 2,4%-kal emelkedik, de 2021-2030-ig már 0,17%, 2031-2040-ig 0,19% az éves árcsökkenés mértéke. 2026-ra vonatkozóan ez összehasonlítható áron 23%-os árnövekedést jelent, ami 2030-ig 21%-ra mérséklődik. A brit rendszerirányító friss tanulmánya szerint<sup>5</sup> a 2026-ra várt brit nagykereskedelmi áramár magas, átlagos és alacsony piaci ár forgatókönyv mellett 96,1, 76 és 54,2 €/MWh, ami a hosszú távú brit inflációs rátával (2,38%) számítva reálértékben +13%, +3% illetve -16%-os árváltozást jelent 2015-ös árakon.

Modellezési eredményeink alapján az alábbi főbb megállapítások tehetők:

- abban az esetben, **ha nem következik be tartós reálár-növekedés** a villamos energia nagykereskedelmi áraknál, **a projekt nem térül meg**, nettó jelenértéke -5,0 és -6,3 milliárd euró közé várható a kihasználtság függvényében. Egyben rendkívül nagy pótlólagos tulajdonosi finanszírozási igényt támaszt a társaság számára (a felvett orosz hitel összegénél nagyobb, **12,4-18,6 milliárd euró** **addicionális tőkejuttatás szükséges** ahhoz, hogy a társaság működőképes maradjon). Az erőműtársaság működését a 2050-es évek elejéig csak újabb folyamatos tőkejuttatásokkal lehet fenntartani. A működés **első tíz évében** a tulajdonosnak (magyar adófizetőknek) **átlagosan évente 210-250 milliárd forinttal, a következő tíz évben éves átlagban 140-160 milliárd forinttal** kell kiegészítenie az erőművet, de még a működés harmadik évtizedében is 41-75 milliárd forint az éves átlagos tőkepótlás;
- amennyiben nagyságrendileg az Európai Bizottság előrejelzésének megfelelően alakulnak (modellünkben **reálértékben 2026-ig 25%-kal növekednek**) **a nagykereskedelmi áramárak, úgy a megtérülés továbbra is a kapacitáskihasználtság bármely értéke mellett negatív** (-2,7 és -4,5 milliárd euró) és a tulajdonosnak továbbra is jelentős **(6-10,5 milliárd euró közötti) többletfinanszírozással** kell segítenie a működőképesség fenntartását. A

---

<sup>4</sup> EU (2014), 213. oldal

<sup>5</sup> National Grid (2014).

projektet egészen a 2040-es évek közepéig évről évre újabb tulajdonosi tőkeinjekciókkal lehet csak életben tartani. A működés **első tíz évében** a tulajdonosnak (magyar adófizetőknek) **átlagosan évente 140-190 milliárd forinttal, a következő évtizedben évente átlag 50-117 milliárd forinttal** kell kiegészítenie az erőművet;

- **amennyiben tartósan 50%-kal magasabbak lesznek** a piaci áramárak a jelenlegieknél, úgy a projekt magas kihasználtság mellett megtérülhet (a nettó jelenérték -2,6 és -0,1 milliárd euró között), de még ebben az esetben is igényel a projekt a 2030-as évek közepéig pótlólagos tulajdonosi tőkejuttatást (2,2 és 5,6 milliárd euró között). A működés **első tíz évében éves átlagban a tulajdonosnak 68-133 milliárd forinttal kell támogatnia** az erőművet. A második tíz évben a támogatás mértéke 0-43 milliárd forint éves átlagban;
- a kormány nyilatkozatainak megfelelően **biztosított a megtérülés, ha az erőmű élettartama során végig a jelenleginél 75%-kal magasabbak reálértéken a villamosenergia-nagykereskedelmi árak és az erőmű a teljes élettartamán legalább 85%-os kapacitáskihasználtsággal működik.**

Elemzésünk legfontosabb megállapításait az alábbiakban összegezhetjük:

- 1) A villamosenergia-árra vonatkozó nemzetközi előrejelzések figyelembevételével magas a valószínűsége annak, hogy a Paksra tervezett új erőmű nem fogja tudni elérni az önálló piaci működéséhez szükséges értékesítési árakat és **tartósan állami támogatásra szorul**. Nem tartjuk reálisnak az önálló piaci működéshez szükséges 75%-os hosszú távú reálár-növekedést a villamosenergia-piacon. Egy ilyen mértékű áremelkedés rendkívül nagy ösztönzést jelentene új technológiai innovációk megjelenésére az egyéb energiatermelési technológiák és az energiahatékonyság terén, ami valószínűtlenné teszi, hogy a tartósan magas ár fennmaradjon.
- 2) Az atomerőművek magas kapacitáskihasználtság melletti működtetését a piaci ártól függetlenül is egyre inkább problémássá teszi, hogy a megújuló energiák térnyerése korlátozza a zsinórtermelők piaci lehetőségeit, tekintettel a nap- és szélenergia alacsony változó költségeire. Ez a probléma különösen a meglévő és a tervezett új paksi blokkok együttes működésének időtartamán belül jelentkezik, amikor 70% fölé kerülhet a nukleáris energia részaránya a hazai áramtermelésen belül.<sup>6</sup> Célszerű lenne ezért a **lehető legrövidebbre venni az átlapoló időszakot** és az esetleges új erőművi kapacitásokat csupán a 2030-as évtized közepére ütemezetten üzembe állítani.
- 3) A Nemzetközi Energia Ügynökség előrejelzése szerint a **nukleáris technológiában is várhatók olyan új innovációk, amelyek jelentősen (2035-ig 24-30%-kal) csökkentik a beruházási és üzemeltetési költségeket.**<sup>7</sup> Ez a körülmény is erősíti, hogy egy túl korai beruházással nem csupán az egyéb technológiáknál megvalósuló új innovációs lehetőségekről mondunk le, de azt is kockáztatjuk, hogy azok az országok, akik később döntenek nukleáris kapacitásaik fejlesztéséről, kedvezőbb helyzetbe kerülhetnek.

---

<sup>6</sup> A hasonlóan magas nukleáris termelési aránnyal jellemezhető francia atomerőművek kihasználtsága csupán 73-76% között alakult az elmúlt években az ENTSO-E adatbázisa alapján.

<sup>7</sup> World Energy Investment Outlook, 2014

- 4) **Az erőmű** a reálisnak tekinthető árampiaci forgatókönyvek mellett **várhatóan tartósan a tulajdonos folyamatos többlet-tőkejuttatására szorul**, ami **valószínűsíti az állami támogatás megvalósulását**. Annak érdekében, hogy ez a támogatás ne váljon tiltott állami támogatássá, a magyar kormánynek célszerű lenne elismernie, hogy a projekt tartalmaz állami szubvenciót és engedélyeztetési eljárást kezdeményeznie az európai hatóságoknál.<sup>8</sup>
- 5) A magyar kormánynek változtatnia kellene a projekthez fűződő kommunikációján és **be kellene mutatnia a beruházás megvalósítása melletti saját számításait, érveit**. Az atomerőműben termelt áram olcsósága helyett el kellene magyaráznia a hazai és nemzetközi közvéleménynek, hogy bár az atomerőműben termelt áram várhatóan nem lesz olcsó, miért tartja fontosnak a projekt megvalósítását a jelenlegi ütemezésben.

---

<sup>8</sup> Néhány kormányzati nyilatkozat szerint a projekt azért sem tartalmaz állami támogatást, mert a felvett orosz hitelt nem az erőmű, hanem a központi kormányzat fogja visszafizetni, így az erőművet nem terheli az adósságszolgálat költsége. Ez az álláspont álláspontnak szerint egyértelműen téves. Ha ugyanis az állami tulajdonos nem terheli rá az erőműre a nemzetközi szerződésben rögzített finanszírozási költségét, úgy ezzel egyértelműen sérül a piaci magánbefektető elve (market investor principle). Az Európai Unió Működéséről szóló Szerződés 107. cikke szerint, ha egy állami szerv befektet, hitelt ad stb. egy vállalkozásnak, az intézkedés csak abban az esetben nem minősül állami támogatásnak, ha bármely piaci magánbefektető is hasonlóképpen járt volna el. Nehezen képzelhető el olyan piaci befektető, aki saját finanszírozási költségét ne terhelné rá arra a vállalkozásra, amelybe befekteti a pénzét. Így álláspontnak szerint csak abban az esetben nem tartalmaz a projekt állami támogatást, ha a projektvállalat képes kitermelni saját finanszírozásának költségét. Modellünkben is ebből az alapelvből indultunk ki.

### 3. KORÁBBI HAZAI TANULMÁNYOK A MEGTÉRÜLÉS TÉMAKÖRÉBEN

A Paksra tervezett új erőmű közgazdasági hátterének elemzésével több tanulmány is foglalkozott. Ezek közül a továbbiakban hármat mutatunk be, összehasonlítva azok közgazdasági megközelítését saját elemzési megközelítésünkkel. Sajnálatos, hogy a megismerhető tanulmányok közül egyelőre hiányzik a kormány hivatalos gazdasági hatástanulmánya, amely hivatott lenne indokolni, milyen várakozásokra alapozva állítják a bővítés mellett érvelők, hogy *„az elmúlt negyven év legjobb üzletét fogja megkötni Magyarország, amely a paksi beruházással és így az olcsó árammal Közép-Európa legversenyképesebb gazdasága lehet”*. Pedig bizonyosan széles érdeklődésre tartana számot, milyen kalkuláció támasztja alá a korábbi fejlesztési miniszter alábbi nyilatkozatát: *„A számítások szerint 13 százalékkal csökkenthető lesz a villamos energia ára, ha megvalósul a kapacitásbővítés, azaz megépül a tervezett két atomerőművi blokk Pakson.”<sup>9</sup>* Annak ellenére sem állnak egyelőre rendelkezésre ezek a modellszámítások, hogy a kormány már 2014 júniusában ígéretet tett arra, hogy a széles közönség megismerheti azokat a tudományos publikációkat, amelyek bizonyítják, hogy megéri hazánknak a paksi erőmű bővítése: *„Be fogjuk mutatni azokat a számokat, amelyek a beruházás megtérülését és a magyar energiapolitikában az olcsó energia garanciáját jelentik.”<sup>10</sup>*

A projekt várható megtérülése témakörében a paksi bővítésért felelős kormánybiztos Aszódi Attila és munkatársai (Aszódi et al. 2014), a Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont kutatói (REKK, 2013) és Romhányi Balázs, a Költségvetési Felelősségi Intézet Budapest elemzője (Romhányi, 2014) tettek közzé részletesebb elemzéseket. A tanulmányok fontosabb jellemzőit, összehasonlítva azokat jelen dolgozat vizsgálati szempontjaival az 1. táblázat foglalja össze. A három tanulmány különböző mélységben és módszertannal vizsgálta az erőműhöz kapcsolódó gazdasági kérdéseket. Aszódi és munkatársai a működési időszak termelési önköltségét – az elérendő minimális piaci áramár meghatározását – állították elemzésük középpontjába, a REKK tanulmánya a projekt nettó jelenértékének meghatározására, míg Romhányi a közvetlen befektetői hasznokon túl a költségvetési vonatkozások elemzésére fókuszál. Bár a tanulmányok szerzői eltérően vélekedtek abban a kérdésben, mekkora a valószínűsége annak, hogy a Paksra tervezett projekt megtérül, arra még a projektet egyértelműen támogató Aszódi Attila kormánybiztos és munkatársai által készített elemzés is rávilágít, hogy az orosz hitel törlesztésének időszaka jelentős pénzügyi terheket ró az erőműtársaságra, amit csak a jelenleginél jóval magasabb piaci áramár elérése esetén tud finanszírozni a projektársaság. Aszódi Attila és munkatársai különböző forgatókönyvek esetén 28,74-35,56 Ft/kWh áramarat tartanak elérendőnek a beruházáshoz felvett orosz hitel törlesztésének 21 éves időszakában az erőmű számára ahhoz, hogy az ne szoruljon további pénzügyi támogatásra. Meggyőződésük szerint ugyanakkor a projekt megvalósítása ennek ellenére is jó befektetés lehet, mivel a hitel visszafizetését követően 8,05-11,09 Ft/kWh áron fog áramot termelni az erőmű, ami a teljes élettartamára vonatkozóan kedvező átlagárat eredményez. A szerzők számításait egyszerűsített villamosenergia-egységköltség (LCOE – levelized cost of electricity) kalkulációval támasztják alá, amelyhez kapcsolódóan viszonylag kevés input paraméterre mutatnak be érzékenységvizsgálatokat (árfolyam; önrész hitelkamata; kihasználási tényező; önrész hitel

---

<sup>9</sup> Németh Lászlóné nemzeti fejlesztési miniszter paksi sajtótájékoztatója, 2014. február 24. (forrás: fidesz.hu)

<sup>10</sup> Lázár János Miniszterelnökséget vezető miniszterjelölt nyilatkozata, 2014. június 8. (forrás: kormány.hu, MTI).



futamideje). Az általuk alkalmazott módszertan a projektet önmagában vizsgálja, nem helyezi azt egy működő vállalat kontextusába, ami nem teszi lehetővé, hogy a teljes élettartamra vonatkozó átlagok mögött meghúzódó közgazdasági összefüggésekre (így például a jelen tanulmány központi kérdéseként megfogalmazott finanszírozás kérdésére) vonatkozóan következtetéseket vonhassunk le a tanulmány alapján.

A leginkább részletes és számítási melléklettel is alátámasztott tanulmányt 2013 őszén a Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont készítette, akik részletes érzékenységvizsgálatokkal elemezték, milyen várható megtérüléssel járhat egy új nukleáris erőmű létesítése. Elemzésükben három forgatókönyvet dolgoztak ki széleskörű nemzetközi benchmark adatokra támaszkodva és azt vizsgálták, hogy az inputtényezők (tüzelőanyag-költség, villamosenergia-ár, diszkontráta, üzemeltetési költség, kihasználtság, beruházási költség, beruházási idő) változása hogyan befolyásolja a projekt várható nettó jelenértékének alakulását. Tanulmányukhoz egy excel modellt is csatoltak, ami lehetőséget ad további forgatókönyvek elemzésére. A REKK által végzett modellfuttatások döntő többsége negatív nettó jelenértéket eredményezett, a referencia-szenárióban előrejelzett várható megtérülés negatív, -110 milliárd forint volt.

Romhányi elsődlegesen az erőműprojekt költségvetési hatásait vizsgálja. A szerző a projekt közvetlen, befektetői szintű megtérüléséhez nem készített forgatókönyveket, a beruházás és az üzemeltetés várható ráfordításait és költségeit más tanulmányok, illetve a jelenleg működő paksi erőmű vonatkozó adatainak elemzésével modellezi. Tanulmányában részletesen kidolgozta a beruházás megvalósításának várható pénzügyi forgatókönyvét és elemezte a beruházási és működési időszak közvetlen és közvetett jövedelemáramlásait. Megállapítása szerint az erőmű 80-82 EUR/MWh áramár mellett – azaz a jelenlegi áramárak megduplázódása esetén – eredményezhet 4%-os reálhozam mellett megtérülést a befektetők számára.

## 1. táblázat – A Paksra tervezett új erőmű gazdasági hatásait elemző tanulmányok összefoglalása

	REKK (2013)	Aszódi et. al (2014)	Romhányi (2014)	Felsmann (2015)
A gazdasági számítások elsődleges fókuszja	Megtérülés elemzése, scenárióelemzés	Termelési önköltség meghatározása	Projekt költségvetési hatásainak komplex vizsgálata	A projektvállalat üzleti működő-képességének vizsgálata
Elsődleges elemzési módszertan	Projekt diszkontált cash flow (DCF alapú NPV), belső megtérülési ráta (IRR), energetikai egységköltség (LCOE)	Energetikai egységköltség-számítás (LCOE)	Költségvetési befizetések egyenlege, belső megtérülési ráta elemzés (IRR) befektetői és makroszinten.	Vállalati szintű pénzügyi kimutatásokból számított indirekt cash flow (FCFE) alapú jelenérték-számítás (DCF alapú NPV).
Scenáriók, érzékenységvizsgálat	Három részletesen kidolgozott scenárió, a mellékelt excel modellben tetszőleges számú változat futtatható.	A szerzők táblázatos formában bemutatnak néhány számított villamosenergia-egységköltséget (Ft/kWh), de modellt nem mellékelnek.	Projektszintű scenáriókat nem elemez. A tanulmány elsődleges célja a költségvetési hatások feltárása.	Négy részletesen kidolgozott scenárió a kapacitáskihasználásra és az árak alakulására. A mellékelt excel modellben tetszőleges számú változat futtatható.
Kiemelt paraméterek az érzékenységvizsgálathoz	Tüzelőanyag-költség, Villamosenergia-ár, Diszkontráta, Üzemeltetési költség, Kihhasználtság, Beruházási költség, beruházási idő.	Árfolyam; Önrész hitelkamata; Kihhasználási tényező; Önrész hitel futamideje.	Nincs klasszikus értelemben vett scenárió-elemzés, a villamosenergia-árra és megtérülési rátára vonatkozóan tartalmaz az elemzés értékelést.	Villamosenergia-ár; Kihhasználási tényező; Adicionális finanszírozás kamatterhe; Félidős karbantartás mértéke; Forgótőke-elemek; Értékcsökkenési leírás mértéke
Árfolyamhatások kezelése	Reáláras forint modell. Inputok nagy része 2013-as forintban. LCOE euró/MWh-ban fix, paraméterezett árfolyamon átszámítva.	Reáláras forint modell 2014-es forintban. Három eltérő árfolyamra (300, 310, 320 Ft/euró számolt érzékenységvizsgálat.)	Folyó áras forint modell a beruházási és költségtételekre.	Folyó áras euró modell. Hosszú távú euró inflációt induló paraméterként kezeli.
Hivatkozott főbb külső adatforrások, tanulmányok a gazdasági számításokhoz	MIT (2009), DECC(2011, 2012), IEA-NEA(2010), ICEPT(2012), US EIA (2010), NEI(2013), Larsson (2012), VGB Powertech (2011), SKGS (2010), Elforsk (2011), NREL(2012), Fraunhofer (2012), JRC (2012).	IEA Key World Energy Statistics (2013), D'haeseleer (2013)	EU(2014), IEA (2010) IEA (2012), NEI (2013), University of Chicago (2004), International Atomic Energy Agency (2013, 2014)	EU(2014), IEA(2014), MIT(2015), US EIA (2015), National Grid (2014), REKK (2013), Romhányi (2014), Aszódi et al.(2014)
Fontosabb megállapítások a megtérülésről	Realista forgatókönyv esetében „míntegy 110 milliárd forintos kumulált diszkontált veszteségű pénzárammal szembesül az erőmű.” A termelt villamosenergia-egységköltsége LCOE=106 EUR/MWh (IRR=8,7%), ami pesszimista feltételezése mellett akár 176 EUR/MWh értékig nőhet, míg optimista feltételezések mellett 66 EUR/MWh értékre csökkenhet.	„Az üzemeltetés első 21 évében az átlagos villamos energia-egységköltség 30 Ft/kWh [mai árfolyamon kb. 97 EUR/MWh] környékén alakul, ehhez képest +5 Ft/kWh és -1 Ft/kWh eltérés látható a vizsgált paraméterek-ben... A teljes élettartamra vetített villamos energia egységköltség (LCOE) 16,01 és 16,38 Ft/kWh-nak adódott a két számítási módszer esetében.	„A projekt befektetői szemléletben a jelenlegi áramárak mellett nem térül meg.” [80-82 EUR/MWh 4%-os reál megtérülés mellett a befektetői szinten számolt áramár]. „Az állampolgárok szélesebb körét közvetlenül érintő intézkedések (fogyasztási adók emelése, pénzügyi társadalmi transzferek csökkentése) esetén a nettó növekedési áldozat még 50-60 EUR/MWh körüli árszinten is ellentételezhető, de a kormányzati fogyasztás csökkentése esetén már közel 80, a magán beruházások kiszorítása esetén pedig több mint 200 EUR/MWh áramár szükséges.”	Amennyiben az Európai Bizottság előrejelzésének megfelelően alakulnak (reálértékben 2026-ig 25%-kal növekednek) a nagykereskedelmi áramárak, úgy a megtérülés az erőmű kapacitáskihasználtságának bármely értéke mellett negatív (-2,7 és -4,4 milliárd euró) és a tulajdonosnak jelentős (6-10,5 milliárd euró közötti) többlet-finanszírozással kell segítenie a működő-képesség fenntartását a 2040-es évekig. Ahhoz, hogy a projekt megtérüljön, tartósan 75%-kal kell, hogy nőjenek a villamosenergia-nagykereskedelmi árak összehasonlítót áron.

## 4. AZ ELEMZÉS MÓDSZERTANA

Jelen tanulmány a vállalati pénzügyek területén általános tulajdonosiérték-megközelítést követi, amely úgy határozza meg egy befektetés gazdasági értékét, hogy a várható pénzáramlásokat diszkontálja az elvárt tőkeköltséggel.<sup>11</sup> A jelenérték számításához elkészítettük az erőművállalat pénzügyi kimutatásainak előrejelzését (eredménykimutatás és mérleg) a teljes beruházási (2015-2025) és működési (2026-2085) időszakokra. A vállalat cash-flow kimutatása az eredménykimutatás és a mérleg alapján, azok adataiból számítva, indirekt módszerrel került meghatározásra. A pénzügyi kimutatások előrejelzéséhez számos paramétert határoztunk meg, amelyekre vonatkozóan érzékenységvizsgálatok készíthetők. A tanulmányban elsődlegesen az erőmű által elérhető értékesítési ár és a várható kapacitáskihasználtság megtérülésre gyakorolt hatására vonatkozóan mutatunk be forgatókönyveket, de a tanulmányhoz mellékelte excel modellt lehetőséget biztosít számos további tényező (pl. hosszú távú infláció, kamatszint, értékcsökkenési politika, forgótőkepolitika) hatáselemzésére is.

Tekintettel a számviteli kimutatások törvényszerűségeire, a társasági működés minden évében biztosítani kell, hogy a mérlegben az eszközök és források egyensúlyba kerüljenek. Amennyiben a források értéke kevés a társaság eszközeinek finanszírozásához, úgy a szükséges többletforrás vagy újabb tulajdonosi tőkepótlással (tőkeemelés, pótbefizetés) vagy pótlólagos hitelfelvétellel (rövid- illetve hosszú lejáratú hitelnyújtással) biztosítható. Míg a pótlólagos tulajdonosi forrásbiztosítás növeli a befektetett tőkét és ezáltal a tulajdonosok elvárt hozamának alapjául szolgáló tőkeértéket, addig a hitelfelvétel azonnali költségnövelő hatással jár a társaság gazdálkodására, mivel a hitelek kamatköltsége megjelenik a pénzügyi ráfordítások között, rontva a társaság adózás előtti eredményét. A vállalat mérlege és eredménykimutatása között ennek megfelelően kölcsönös kapcsolat van, a két kimutatás folyamatosan befolyásolja egymást. A pénzügyi modellezésben ez a probléma fokozatos közelítéssel, *iterációval* kezelhető. Ilyen iteratív közelítést használ a jelen tanulmány mellékleteként készült excel modell, ami egy beépített makró segítségével számítja ki az adott évben szükséges pótlólagos finanszírozás mértékét úgy, hogy teljesüljön a mérlegegyezőség feltétele. A jogszabályok nem csupán az eszközök és források főösszegének egyezőségére vonatkozóan írnak elő szükséges szerű egyezőséget, de arra vonatkozóan is, hogy egy társaság saját tőkéje nem csökkenhet tartósan annak jegyzett tőkéje alá.<sup>12</sup> Ezt a törvényszerűséget a pénzügyi modell oly módon kezeli, hogy automatikusan pótlólagos tulajdonosi tőkeemelési kötelezettséget irányoz elő, amennyiben a megelőző évben a saját tőke értéke negatív.

---

<sup>11</sup> Rappaport (2002), 47. oldal.

<sup>12</sup> A Polgári Törvénykönyv (2013. évi V. törvény) szerint: „3:189. § (1) Az ügyvezető késedelem nélkül köteles összehívni a taggyűlést vagy annak ülés tartása nélküli döntéshozatalát kezdeményezni a szükséges intézkedések megtétele céljából, ha tudomására jut, hogy a) a társaság saját tőkéje veszteség folytán a törzstőke felére csökkent; b) a társaság saját tőkéje a törzstőke törvényben meghatározott minimális összege alá csökkent;... (2) Az (1) bekezdésben megjelölt esetekben a tagoknak határozniuk kell pótbefizetés előírásáról, a törzstőke mértékét elérő saját tőke más módon való biztosításáról vagy a törzstőke leszállításáról.”

#### 4.1. A nettó jelenérték meghatározása a modellben

A fentieknek megfelelően egy működő társaság tulajdonosi pénzáramlásait alapvetően három tényező határozza meg:

- 1) Az induló befektetés mértéke: a számítási modellben ez az érték összesen 2,5 milliárd euró, ami a bejelentett 12,5 milliárd összértékű beruházási projekt önrésze. Ütemezése a projekt megvalósulásának ütemtervét követi.
- 2) Szükséges tulajdonosi pótbefizetések, illetve pótlólagos tőkejuttatások. Mértékét az határozza meg, hogy a társaság saját tőkéjének alakulása szükségessé teszi-e, hogy a tulajdonos tőkepótlással biztosítsa a számviteli működőképesség fenntartását.
- 3) A működés időszakában felvett osztalék.

A vállalati pénzáramlások jelenértékét két módon határozhatjuk meg a cash flow kimutatás adatainak felhasználásával. Diszkontálhatjuk a tulajdonosok rendelkezésére álló nettó cash flow értékét, azaz az FCFE-t, ami a működésből származó pénzáramlások, a befektetésekből származó pénzáramlások és a külső finanszírozásból származó pénzáramlások egyenlegeként adódik. Ez esetben, mivel a tulajdonosi pénzáramlásokat vizsgáljuk, a diszkonttényező alapja az  $r_E$ , vagyis a saját tőkére számított elvárt hozam.

A nettó jelenérték számításának ilyen módon számított alapegyenlete az alábbi:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{FCFE_t}{(1 + r_{E_t})^t}$$

ahol az  $FCFE$  a vállalat tulajdonosai számára rendelkezésre álló éves pénzáramlás (*free cash flow to equity*);  $r_{E_t}$  a tulajdonosok által elvárt hozam a  $t$ -edik évben.

A jelenértéket számíthatjuk a külső finanszírozás (hitelnyújtás) előtti pénzáramlások egyenlege (FCFF – free cash flow for the firm) alapján is, de ekkor a súlyozott átlagos tőke költséget (WACC) kell alkalmaznunk, ami az alábbi képlettel számítható:

$$WACC = r_E \frac{E}{V} + r_D (1 - T_c) \frac{D}{V}$$

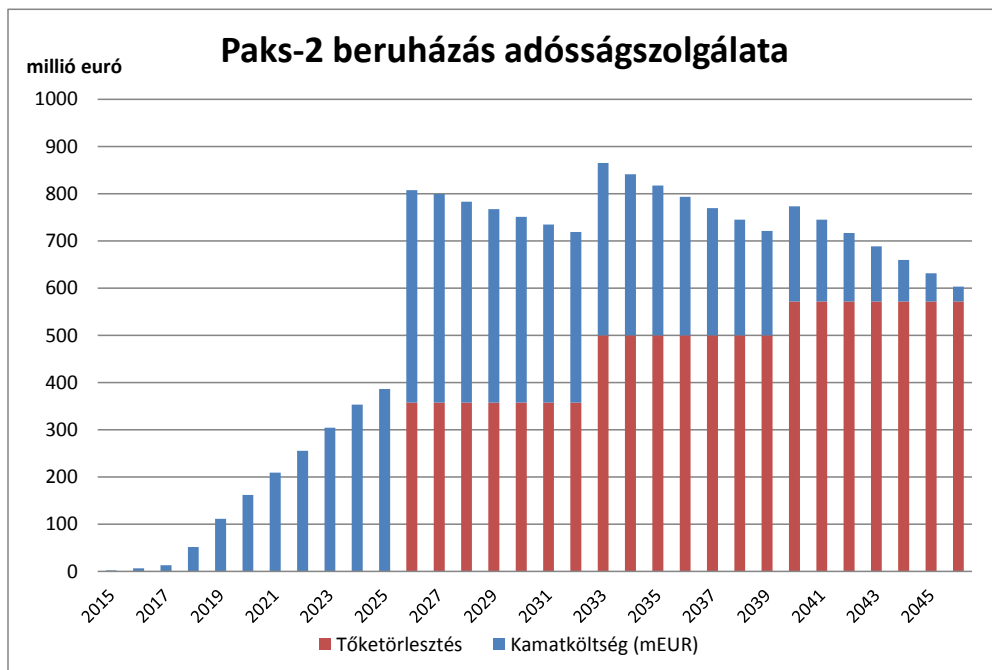
ahol  $E$  a saját tőke,  $D$  a kamatköteles források (hitelek) állománya,  $V$  a saját tőke és a hitelek együttes értéke,  $T_c$  a társasági adókulcs.

A tanulmányhoz kapcsolódó számítási modell a nettó jelenértékét az első módszerrel, a tulajdonosok számára rendelkezésre álló éves pénzáramlások alapján határozza meg. A diszkonttényező ennek megfelelően a saját tőke elvárt hozama. A modellben az  $r_E$  értéke paraméterként változtatható. A modellhez készült összefoglalók 5%, 8% és 10% elvárt reálhozam melletti eredményeket mutatnak be. A nemzetközi tanulmányok általános gyakorlata 5 és 10%-os elvárt reálhozam használata az erőművi technológiák megtérülését összehasonlító jelenérték-számításokban.

## 4.2. Reál versus nominál modell, az infláció és az árfolyam kezelése

A reál- vagy nominál értékek használata mellett egyaránt számos érv felhozható, ám technikailag mindkét módszer azonos eredményre vezet, amennyiben a modell megfelelően kezeli az inflációt. A nominálértékek használata mellett szól, hogy a kamatköteles források kamatait és törlesztő részleteit jellemzően folyóáron adják meg, így van ez a jelen projekt esetében megismert orosz finanszírozás esetében is.<sup>13</sup> A beruházáshoz kormányközi megállapodás alapján felvenni tervezett orosz hitel éves adósságszolgálatát az 1. ábra szemlélteti.

**1. ábra - A paksi beruházáshoz felvenni tervezett 10 milliárd eurós orosz hitel éves adósságszolgálatát**



Tekintettel arra, hogy az orosz finanszírozás euróban került rögzítésre és az energiaárakra vonatkozó hosszú távú prognózisok is jellemzően euró bázison állnak rendelkezésre, célszerűnek látszott folyó áras, euró alapú pénzügyi modell alkalmazása. A hosszú távú inflációra vonatkozóan az Európai Központi Bank előrejelzéseivel összhangban 1,5%/év érték került beállításra, amely azonban modellparaméterként módosítható.

<sup>13</sup> A kormányközi finanszírozási megállapodás (2014. évi XXIV. törvény) részletesen rögzíti a felvett hitel törlesztési és kamatfeltételeit euróban, nominális értékeken. A megállapodás alapján az orosz fél legfeljebb 10 milliárd euró összegű hitelt biztosít a beruházás megvalósításához, amely 2014-2025 között használható fel és amely a teljes beruházás legfeljebb 80%-át finanszírozza. A hitel törlesztése az erőmű elkészültét követően, de legkésőbb 2026. március 15-én kezdődik és 21 éven keresztül tart évente két részletben. Az első hét évben a hitelösszeg 25%-a, a második hét évben 35%-a, a harmadik hét évben 40%-a esedékes. A kamatok a beruházás időszakában 3,95%, a visszafizetés első hét évében 4,5%, a második hét évben 4,8%, míg az utolsó hét évben 4,95%.

## 5. A FONTOSABB MODELLPARAMÉTEREK BEMUTATÁSA

A modell egyik legfontosabb célkitűzése, hogy lehetőséget adjon érzékenységvizsgálatok lefolytatásával elemezni a projekt pénzügyi kockázatait és azok hatását a tulajdonosi értékre. Ez a célkitűzés megköveteli, hogy az érték alakulását befolyásoló kulcstényezők paraméterként kerüljenek meghatározásra, amelyek széles körben lehetővé teszik parciális hatáselemzések elvégzését. A modell ezért összességében 20 paramétert tartalmaz, amelyek változtatásával szimulációk végezhetők a várható megtérülés és a finanszírozhatóság tekintetében.

### 5.1. A beruházásra és a projekt eredményeként megvalósult létesítményre vonatkozó feltételezések

#### 5.1.1. Beruházási költség

Jelen tanulmány nem vizsgálja a beruházási költségek esetleges túllépéséből és az időbeni csúszásból származó kockázatokat, de ettől függetlenül egyértelmű, hogy a beruházás időbeni csúszása vagy a költségtúllépések rendkívül negatív hatást gyakorolhatnak a projekt megtérülésére. A beruházásra nézve optimista kiinduló feltételezésünk szerint a projektársaság képes lesz a tervezett 12,5 milliárd eurós költséggel, azaz fajlagosan 5200 euró/kW beruházási költséggel megvalósítani a tervezett projektet. Ez az érték a nemzetközi összehasonlítások alapján reálisnak tekinthető és gyakorlatilag megegyezik a Nemzetközi Energia Ügynökség 2014-es World Energy Investment Outlook kiadványához készült számítási melléklet Európára vonatkozó adatával (2. táblázat)<sup>14</sup>.

#### 2. táblázat – a World Energy Outlook 2014-es kiadványában használt előrejelzések a nukleáris technológia vonatkozásában a New Policy (NPS) és a 450 PPM forgatókönyvek esetén

adatok 2012-es US dollárban	2012	2020	2035	Javulás 2035/2012
Fajlagos beruházás (NPS) \$/kW	6600	6200	5000	24%
Fajlagos beruházás (450 PPM) \$/kW	6600	6200	4700	29%
Fajlagos O&M költség (NPS) \$/kW	198	186	150	24%
Fajlagos O&M költség (450 PPM) \$/kW	198	186	141	29%

Bár első látásra a Nemzetközi Energiaügynökség adatai igazolni látszanak, hogy Paks-2 a nemzetközi adatok ismeretében nem tekinthető drágának más hasonló létesítményekkel összehasonlítva, a táblázat egy súlyos – és mindeztidáig megválaszolatlan – probléma új dimenziójára is felhívja a figyelmet a paksi projekttel kapcsolatban. Az Ügynökség szakértői ugyanis a nukleáris technológia tekintetében mintegy 24-29%-os beruházási és üzemeltetési költségcsökkenést jeleznek előre a következő másfél évtizedben, ami azt jelenti, hogy

<sup>14</sup> A WEO adatait USA dollárban teszi közzé. Az átváltásnál az Energiaügynökség 0,78 EUR= 1 USD átváltási árfolyamot használ a 2012-es dollár vonatkozásában.

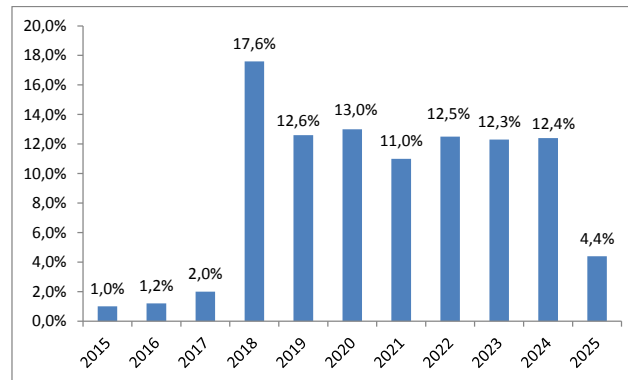
másfél évtized múlva Paks-2 várhatóan drága és működési költségeit tekintve drágábban üzemeltethető erőmű lesz az akkor piacra lépő új nukleáris erőművekkel összehasonlítva. Többen, számos alkalommal kritizálták a 2014-es döntést a hazai energiarendszer indokolatlan megterhelése miatt a tervezett „átlapoló” időszakban, amikor a 2030-as évtized közepéig a tervek szerint egyszerre üzemel a jelenlegi és az új paksi erőmű. A párhuzamos működés ideiglenes beruházásokat (vezetékrendszer bővítése, addicionális hűtés megoldása) követel meg, amelyek drágítják a projektet és egyben nehezíti a többletáram értékesítésének piaci lehetőségeit. Ha ráadásul a nukleáris technológia alkalmazásában bekövetkező innovációk eredményeképpen egy 2030-as évek közepén piacra lépő atomerőmű várhatóan negyedével olcsóbb és ugyanilyen mértékben olcsóbban üzemeltethető lesz a jelenlegieknél, úgy ez a körülmény egy újabb adalék ahhoz, miért nem célszerű Magyarországnak túl korán elkezdenie a meglévő atomerőművi kapacitások pótlására irányuló beruházást. A túl korai beruházás ugyanis várhatóan relatív drága és drágán üzemeltethető erőművet eredményez, ami több mint fél évszázadra negatívan érintheti a hazai villamosenergia-termelés költségeit és ezen keresztül a fogyasztók által fizetendő áramarat.

#### 5.1.2. A beruházás időbeni lefutása

A beruházás várható időbeni alakulásának modellezése során jelentős mértékben támaszkodtunk Romhányi tanulmányára, aki a nemzetközi példák elemzésén keresztül részletes becslést adott a munkálatok várható ütemtervére vonatkozóan. Jelen tanulmányban két kisebb módosítással az általa használt időbeni lefutást vesszük alapul. Módosításaink a 2015 és 2017 közötti illetve a 2025-2026-os időszak adatait érintik, 2018. és 2024. között a referencia tanulmány adatait használtuk. A két módosítás az alábbi:

- 1) Romhányi a két blokk beruházásának befejező dátumaként 2024-et és 2026-ot jelöli meg, ami összhangban van a várható műszaki ütemtervvel. E tekintetben jelen tanulmányban egyszerűsítéssel éltünk és egységesen 2025-ös befejezéssel számoltunk mindkét blokk vonatkozásában. Ebből adódóan 2026-ra vonatkozóan már nem számoltunk új beruházási értékkel. (A referencia tanulmány a teljes beruházás 4,4%-át 2026-ra teszi.)
- 2) A referencia tanulmány 2018-tól indítja a beruházást, ugyanakkor a tényleges beruházási költségek a 2015-ös és 2016-os költségvetési törvények tanúsága szerint már korábban megkezdődnek. Így a 2015 és 2017 közötti időszakra számoltuk el a teljes beruházás 4,2%-át.

## 2. ábra - A tervezett beruházás időbeni lefutása



Számítási modellünkben a beruházásokat egy összegben, 2026-ban aktiváltuk. A mérlegben a tárgyi eszközökön belül a beruházás teljes értékének 30%-a az ingatlanok és kapcsolódó vagyonértékű jogok, míg 70%-a a műszaki berendezések, gépek, járművek soron került aktiválásra.

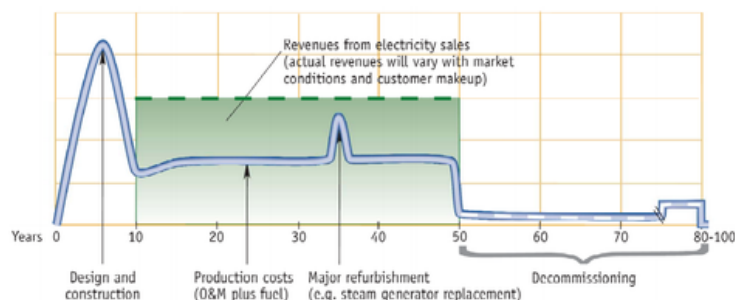
### 5.1.3. Üzemidő és működés ideje alatti szükséges felújítások

Az erőmű tervezett üzemideje tekintetében elfogadtuk Aszódi et al. (2014) feltételezését, ami hatvan éves működési időtartammal számol. Az erőmű működését ennek megfelelően 2085-ig modelleztük. Tanulmányuknak azt a feltételezését ugyanakkor vitatjuk, hogy a működés időtartama során ne lenne szükség pótlólagos beruházásokra. Összhangban a nemzetközi szakirodalom adataival (Rogner, 2012) a működési időtartamon belül egy félidős nagyfelújítással számoltunk, amely mértékét paraméterezhetővé tettük. A paraméter kiinduló értékeként a félidős felújításban a berendezések, gépek értékének 30%-át érintő pótlólagos, felújító jellegű beruházással számoltunk. Azt, hogy egy működő erőmű élettartamának utolsó harmadában is szükség van új beruházásokra, a Paksi Atomerőmű Zrt. elmúlt öt éves adatsora is jól illusztrálja. Az erőmű 2010-től kezdődően 86 milliárd forint értékben hajtott végre új beruházásokat.

### 3. táblázat - Tárgyévi új beruházás a Paksi Atomerőmű Zrt-ben, 2010-2015

	2010	2011	2012	2013	2014
Tárgyévi új beruházás	17 892	21 559	16 420	17 260	13 226

### 3. ábra – Egy atomerőmű teljes életciklusára vonatkozó illusztratív cash flow (forrás: Nemzetközi Atomenergia Ügynökség, Rogner, 2012)





#### 5.1.4. Elszámolt értékcsökkenés

Az értékcsökkenés elszámolásánál lineáris leírást alkalmaztunk. Az értékcsökkenés alapja a teljes beruházás összege, amely 2026-ban kerül aktiválásra. Két amortizációs kulcsot határoztunk meg, az ingatlanok és kapcsolódó vagyoneértékű jogoknál a leírás mértéke évi 2%, míg a műszaki berendezések, gépek esetében évente 4%. Az amortizációs kulcsok a modell paraméterei között módosíthatóak. A félidős nagyjavítás során megvalósuló új beruházások értékcsökkenésének meghatározásánál 4%-os leírási kulcsot alkalmaztunk.

### 5.2. Feltételezések az árbevétel alakulásával kapcsolatban

Az erőmű árbevételét két tényező befolyásolja, a piacon elérhető áramár és az erőmű kapacitáskihasználtsága. Mindkét tényezőre vonatkozóan paramétereket határoztunk meg, amelyek eltérő értékeire vonatkozóan érzékenységvizsgálatokat végeztünk.

#### 5.2.1. Erőművi piaci árak várható alakulása

A villamosenergia-termelés az Európai Unión belül liberalizált, az erőművek egymással versenyezve alakítják ki értékesítési áraikat. A termelők jellemzően árelfogadók és nem ármeghatározók, lehetőségeik korlátozottak a piaci árak befolyásolására. Jelen tanulmányban ezt a körülményt úgy modelleztük, hogy két paramétert, a piaci árszintet és az erőműre vonatkozó kapacitáskihasználtságot definiáltunk, amelyek értéke szabadon változtatható a jövőre vonatkozó várakozások függvényében.

A paksi erőmű tervezett hatvan éves üzemideje alatt nehéz előrebecsülni a piaci árak várható alakulását, de a következő két évtizedre vonatkozóan több előrejelzés is napvilágot látott.

Az Európai Bizottság 2014 márciusában kiadott tanulmánya 2011. és 2020. között évi 2,4%-os árampiaci termelői áremelkedéssel számol, de a 2021. és 2030. és a 2031-2050 közötti időszakban már enyhe árcsökkenéssel (-0,17% illetve -0,19%).<sup>15</sup> Ez a várható növekedés az erőmű tervezett üzembeállításának időszakára, 2026-ra a villamos energia nagykereskedelmi árának 23%-os emelkedését eredményezi, ami a 2030-as évtized elejére 21% alá mérséklődik a 2011-es árszinten.

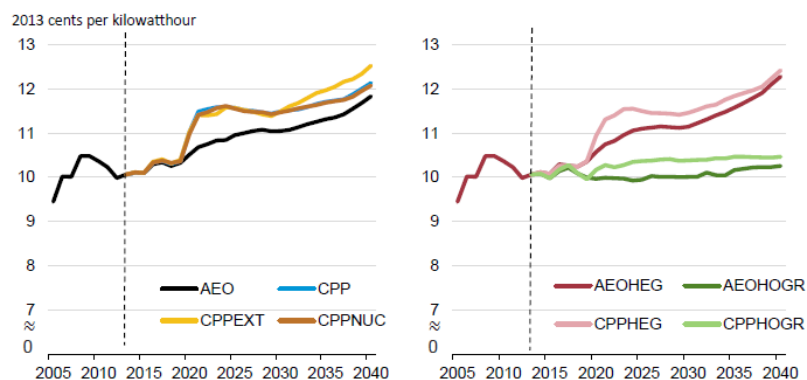
Az Egyesült Államok kormányának 2015. májusi elemzése szerint, amely a zöld energiatermelésre való átállás forgatókönyveit vizsgálja, 2020-ig összességében 5,7-10,6%, 2030-ig 11,4-16,3% a háztartásoknál várható reál-áramáremelkedés mértéke a különböző termelési szerkezeteket modellező forgatókönyvekben. Ugyanez a szám az ipari fogyasztóknál 2020-ig 5,8-11,6%, 2030-ig összességében 11,5-17,3%.<sup>16</sup>

---

<sup>15</sup> EU(2014), 213. oldal

<sup>16</sup> US. EIA (2015). A hivatkozott százalékok a tanulmány 23. oldal táblázatából számított százalékos értékek.

**4. ábra – Átlagos felhasználói áramárak a Clean Power Plan egyes forgatókönyveinek megvalósulása esetén, 2005-től 2040-ig. (Forrás: US Energy Information Administration, 2015)**



Source: U.S. Energy Information Administration.

A brit rendszerirányító National Grid 2014. júniusi előrejelzése szerint 2026-ig reálértékben számítva -16% és +13% közöttre várható a zsinór (baseload) villamosenergia-nagykereskedelmi árak növekedése a brit piacon, míg 2035-ig 4 és 38% közötti a 2015-ös árakhoz mért reálár csökkenés. A 4. táblázat szemlélteti a tanulmány piaci árelőrejelzéseit 2026-ra illetve 2035-re vonatkozóan.<sup>17</sup>

**4. táblázat - Várható zsinór nagykereskedelmi árak a brit piacon, 2015-2035. (A National Grid adatai alapján, 2,38%-os hosszú távú brit inflációs rátával számítva.)**

€/MWh	Folyó ár			Reál ár (P <sub>2015</sub> =100%), 2,38%-os inflációval			
	2015	2026	2035	2026	● <sub>2026/2015</sub>	2035	● <sub>2035/2015</sub>
Magas ár	66,0	96,1	101,6	74,2	13%	63,5	-4%
Alapeset (base case)	54,5	76,0	77,1	56,1	3%	44,4	-19%
Alacsony ár	46,9	54,2	52,1	39,5	-16%	29,3	-38%

Összefoglalva a három tanulmány értékeit látható, hogy a 2020-as évtized közepére várható nagykereskedelmi áramárra vonatkozó előrejelzések széles tartományban szóródnak a -16% és a +26% közötti tartományban. Jelen tanulmányban az áremelkedésre vonatkozó paraméter kiinduló értékének meghatározásakor (2026-ra 25%-os reálár-növekedés, ezt követően az árak az általános inflációs mértékben változnak) az EU 2014-es előrejelzéséből indultunk ki, de az erőmű számára némileg kedvezőbb előfeltételezéssel éltünk a fent bemutatott három tanulmány legtöbb előrejelzésnél, mivel feltételeztük, hogy 2026-tól az áramárak reálértékben nem csökkennek.

<sup>17</sup> A National Grid (2014) tanulmányának adatai excel formátumban is letölthető a <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Future-of-Energy/Future-Energy-Scenarios/> honlapról. Az adatsor folyóár értékeket tartalmaz, amelyeket a <http://www.tradingeconomics.com/united-kingdom/forecast> 2020-as évekre vonatkozó hosszú távú inflációs előrejelzésének felhasználásával korrigáltunk összehasonlítható árakra.

## 5. táblázat - Hosszú távú árampiaci előrejelzések (EU; US EIA, National Grid)

Európai Bizottság (2014)	Áramtermelés költsége 2020-ig összehasonlító áron évente 2,4%-kal emelkedik, 2021-2030-ig -0,17%, 2031-2040-ig -0,19% az éves árcsökkenés mértéke. 2026-ra vonatkozóan ez 23%-os árnövekedést jelent, ami 2030-ig 21%-ra mérséklődik
National Grid, Nagy-Britannia (2014)	Folyóáras előrejelzés a brit nagykereskedelmi áramárak alakulására. Három forgatókönyvet tartalmaz (magas, átlagos és alacsony árak). 2026-ra az előrejelzett brit nagykereskedelmi áramár 96,1, 76 és 54,2 €/MWh, ami a hosszú távú brit inflációs rátával (2,38%) számítva reálértékben +13%, +3% illetve -16%-os árváltozást jelent 2015-ös árakon.
US Energy Information Agency (2015)	Összehasonlító áras előrejelzés 2013-as árakon 2020-ra, 2030-ra és 2040-re a háztartási és ipari fogyasztói áramárak várható alakulására négy eltérő erőművi termelési szerkezet mellett. Reálár-változás 2020-ig 11,6%, 2030-ig 16% a 2013-as árakhoz mérten.
Paks-2 megtérülési modell	Négy forgatókönyv (továbbiak a paraméterek változtatásával modellezhetők): a) nincs reálár-változás b) 25%-os reálár-növekedés 2026-ig c) 50%-os reálár-növekedés 2026-ig d) 75%-os reálár-növekedés 2026-ig

A nagykereskedelmi árak alakulását az egyik legfontosabb paraméternek tekintjük, így erre vonatkozóan négy különböző forgatókönyvre is elvégeztük a modellszámításokat. A négy forgatókönyv:

- Az erőmű által elért<sup>18</sup> nagykereskedelmi (piaci) árak reálértékben nem növekednek (folyóáron 2026-ban 51 EUR/MWh, 2035-ben 58 EUR/MWh a paksi atomerőmű által elérhető nagykereskedelmi áramár);
- Az erőmű által elért nagykereskedelmi (piaci) árak reálértékben 25%-kal növekednek (folyóáron 2026-ban 64 EUR/MWh, 2035-ben 73 EUR/MWh a paksi atomerőmű által elérhető nagykereskedelmi áramár);
- Az erőmű által elért nagykereskedelmi (piaci) árak reálértékben 50%-kal növekednek (folyóáron 2026-ban 77 EUR/MWh, 2035-ben 88 EUR/MWh a paksi atomerőmű által elérhető nagykereskedelmi áramár);
- Az erőmű által elért nagykereskedelmi (piaci) árak reálértékben 75%-kal növekednek (folyóáron 2026-ban 89 EUR/MWh, 2035-ben 102 EUR/MWh a paksi atomerőmű által elérhető nagykereskedelmi áramár).

### 5.2.2. Kapacitáskihasználtság a működés során

A kapacitáskihasználtságot alapvetően a technikai jellemzők és a piaci lehetőségek együttese határozza meg. A zsinórtermelő létesítményeknél cél a lehető legmagasabb kihasználtság, lehetőleg 90%-ot meghaladó éves átlagos érték elérése. A modellben a várható kapacitáskihasználtságot külön-külön paraméterekkel határoztuk meg a 2026 és

<sup>18</sup> A Paksi Atomerőmű nettó termelése 2013-ban a MAVIR statisztikai évkönyve alapján 14,4 TWh volt. Ez az érték fajlagosan 12,88 Ft/kWh áramárat, azaz 2013-as árfolyamon 43,39 EUR/MWh értékesítési árat eredményez.

2034 közötti időszakra, amikor az új blokkok együtt üzemelnek a meglévőkkel<sup>19</sup> és a 2034 utáni időszakra. A két egymástól eltérő időszaki mérték használatát indokolhatja, hogy a meglévő és az új paksi blokkok együttes üzemeltetésének időszakában a hazai nukleáris termelési részarány az energiamérlegben várhatóan világszinten a legmagasabb lesz. A hasonlóan magas (70% fölötti) nukleáris termelési aránnyal jellemezhető francia atomerőművek kihasználtsága 73-76% között alakult az elmúlt években, ami arra utal, hogy a magas nukleáris részaránynál célszerű pesszimistább kihasználtsággal is számolni, mivel a túlzott mennyiségű zsinóráram értékesítési lehetőségei időszakosan korlátozottak lehetnek.

**6. táblázat - Francia nukleáris erőművek termelése és kapacitáskihasználtsága, 2010-2013  
(Az ENTSO-E adatbázisa alapján számított értékek)**

Franciaország	Nukleáris termelés (MWh)	Beépített nukleáris kapacitás (MW)	Nukleáris kapacitások kihasználtsága (%)	Nukleáris arány az áram-termelésből (%)
2010	407 877	63 130	73,75%	74,12%
2011	421 118	63 130	76,15%	77,56%
2012	404 882	63 130	73,21%	74,78%
2013	403 703	63 130	73,00%	73,29%

A kapacitáskihasználtság tekintetében is négy forgatókönyvet definiáltunk:

- tartósan alacsony kihasználtság (75% a teljes működési időszakra);
- átlagos kihasználtság (85% a teljes működési időszakra);
- átlagos kihasználtság (85%) a régi és új blokkok párhuzamos működésének éveiben, ezt követően magas (92%) kihasználtság (a modellben beállított alap-forgatókönyv);
- tartósan magas kihasználtság (92% a teljes működési időszakra).

Meggyőződésünk szerint mindegyik forgatókönyv mellett felhozhatóak szakmai érvek. A tartósan alacsony kihasználtság akkor képzelhető el, ha megújuló energiák további elterjedése révén egyre inkább csökken a zsinóráram iránti stabil kereslet. 2014-ben már előfordult olyan időszak, amikor a teljes német energiarendszer igényének 74%-át a megújuló források elégítették ki. A német Öko-Institut 2014-es előrejelzése 2035-ben már 2700, 2045-ben 3700 órára teszi éven belül azon órák számát a német piacon, amikor az áramár gyakorlatilag nullára esik, mivel a keresletet teljes mértékben képesek lesznek kielégíteni a megújuló bázisú termelők.<sup>20</sup>

A magas kihasználtság mellett szóló érv, hogy az integrált európai piacon tartósan is marad tere valamilyen mértékben a zsinórtermelőknek. Így egy már megvalósult beruházás a relatív alacsony változó költségei miatt képes lehet tartósan magas kihasználtságot elérni (más kérdés, hogy a magas kihasználtsághoz milyen piaci ár társul).

<sup>19</sup> Valójában a meglévő erőművi blokkok az üzemidő-hosszabbításról szóló tervek szerint 2032 és 2037 között fokozatosan kerülnek leállításra. A modellben szereplő 2034-es küszöbérték ezt a leállítási folyamatot kis mértékben leegyszerűsíti.

<sup>20</sup> Felix Matthes 2014. április 17-ei budapesti előadása alapján.

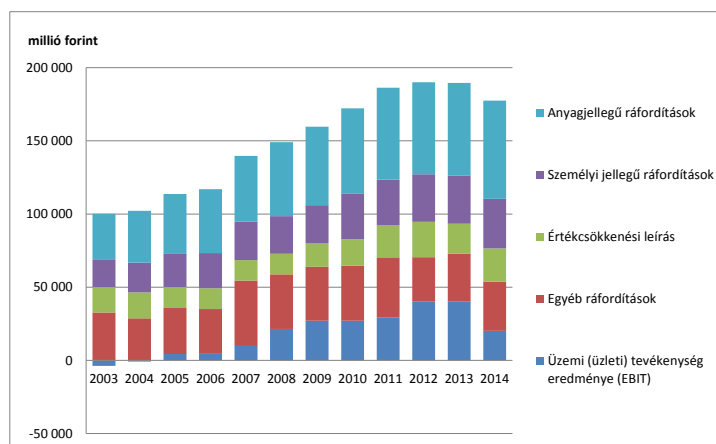
### 5.3. Működési költségek alakulása

Az erőműtársaság működési költségeinek tervezése során részben szakirodalmi adatokra, részben a jelenlegi paksi erőmű tényadatainak felhasználására támaszkodtunk. A költségek közül kiemelten foglalkozunk a tüzelőanyag költségek, a személyi ráfordítások és az erőmű majdani leszereléséhez és a hulladéktároláshoz kapcsolódó költségek tervezésével.

#### 5.3.1. A Paksi Atomerőmű Zrt. tényköltségei

Az 1. mellékletben részletesen bemutatjuk a Paksi Atomerőmű költségeinek és árbevételének alakulását 2003. és 2014. között a társaság éves beszámolói alapján. Az 5. ábra illusztrálja a főbb költségek és üzemi eredmény alakulását az elmúlt évtizedben.

**5. ábra – A Paksi Atomerőmű Zrt. üzemi eredménye (EBIT) és fontosabb költségei költségnemenként, 2003-2014**



Az adatsorból jól látható, hogy az erőmű működését négy fő költségtényező befolyásolja. Az anyagjellegű ráfordítások közül kiemelkedik a nukleáris fűtőanyag költsége. Az egyéb ráfordítások között kerül elszámolásra az erőmű befizetése a Központi Nukleáris Pénzügyi Alapba, amely az erőmű hulladékkezelési és a majdani leállításával kapcsolatos feladatok ellátását finanszírozza.

**7. táblázat – a Paksi Atomerőmű Zrt. tüzelőanyag-költsége és KNPA befizetései, 2010-2014**

<i>adatok millió forintban</i>	2010	2011	2012	2013	2014
Nukleáris üzemanyag költsége	12 934	14 623	16 240	18 292	20 498
Központi Nukleáris Pénzügyi Alap befizetés	23 127	23 127	19 329	19 329	21 294

#### 5.3.2. A tüzelőanyag költségek modellezése

A tüzelőanyag-költségek meghatározásánál, a jelenlegi erőmű által felhasznált nukleáris tüzelőanyag tényköltségeiből indultunk ki, figyelembe véve az új erőmű kihasználtságából és üzemméretéből adódó tényleges kapacitásértéket.

### 5.3.3. Egyéb anyagköltség és anyagjellegű ráfordítások

Az egyéb anyagköltségeket és anyagjellegű ráfordításokat a Paksi Atomerőmű Zrt. 2013-as beszámolójában szereplő értékek alapján határoztuk meg. Az igénybe vett szolgáltatások a Paksi Atomerőmű Zrt-nél az elmúlt öt évben rendre 32 és 35 milliárd forint között alakultak. A tényértékek közül a legalacsonyabb 2013-as adatokat használtuk fel a modellszámítások kiinduló értékeként. Ugyancsak a 2013-as adatot (3 milliárd forint) vettük figyelembe az egyéb szolgáltatások értékének meghatározásánál. Az induló adatokat 2013-as árfolyamon euróra váltottuk majd a hosszú távú infláció mértékének megfelelően növeltük. Ez a módszertan feltételezi, hogy e költségtételek fixnek tekinthetők és nem növekednek az új erőmű nagyobb üzemmérete miatt, azaz fajlagosan a jelenlegihez képest 20%-kal alacsonyabb költségszintet eredményeznek azonos kihasználási arány mellett.

### 5.3.4. Személyi jellegű ráfordítások

A személyi ráfordítások meghatározásánál az anyagjellegű költségeknél fentebb bemutatott módszerhez hasonlóan jártunk el. Bázisértéknek a 2013-as tény bérköltséggel és bérjellegű kifizetésekkel számoltunk és ezek euróra számított összegét növeltük az inflációnak megfelelő mértékben. A beruházási időszakokra vonatkozóan azzal számoltunk, hogy az üzembe helyezést megelőző években fokozatosan kerül feltöltésre a létszám. A 2024-2025-ös évek magasabb értékeit magyarázza, hogy a betanulás és a próbaüzem időszakában várhatóan már a szükséges létszám jelentős részének rendelkezésre kell állnia.

#### 8. táblázat – Tervezett személyi költségek a beruházás időszakában 2021-2026

(millió euró)	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Személyi ráfordítások	3	3	15	3 <sup>8</sup>	77	13 <sup>0</sup>

### 5.3.5. Egyéb ráfordítások és fizetendő adók

Az egyéb ráfordítások soron az iparúzési adót és a központi Nukleáris Pénzügyi Alapba történő befizetéseket vettük figyelembe. Az iparúzési adót az anyagköltséggel korrigált árbevételre vonatkozóan 2%-os kulccsal számítottuk.

A KNPA befizetések vonatkozásában a modell kiinduló paramétere 6 euró/MWh. 2013-ban az erőmű befizetése az értékesítési adatokból számítva fajlagosan 4,5 euró/MWh volt. A növekedést indokolja, hogy a jelenlegi befizetési szint mellett a Nukleáris Alap forrásai várhatóan nem biztosítják a hulladékkezeléshez kapcsolódó költségek teljeskörű fedezetét.

<sup>21</sup>

A modellben az adózásnál kizárólag a társasági adóval számoltunk, amelyet 16%-ban rögzítettünk. A beállított érték paraméterként szabadon módosítható. Bár az erőmű jelenleg a társasági adó nagyságrendjével összemérhető, sőt azt meghaladó egyéb ágazati különadókat is fizet, abból indultunk ki, hogy a 70 éves modellezési időtartamon nem célszerű ilyen speciális adótételek szerepeltetése a megtérülési számításokban.

<sup>21</sup> Aszódi és munkatársai (2014) tanulmányukban 2 Ft/kWh befizetést irányoznak elő, ami a jelenlegi árfolyam mellett gyakorlatilag megegyezik az általunk modellezett értékkel.

## 5.4. Finanszírozás

A modellezés során abból indultunk ki, hogy alapesetben a tulajdonos csak a 2,5 milliárd eurós – a tervezett beruházási összeg 20%-át kitevő – tőkeoldali finanszírozást biztosít a vállalat számára. Ezt a tulajdonosi finanszírozást – hasonlóan az orosz hitelhez – fixnek tekintettük és elkülönítettük a céget érintő egyéb finanszírozási hatásoktól. A tulajdonosi finanszírozás a modellben a társaság jegyzett tőkéjét emeli, amely forrást a tulajdonos a beruházás ütemezésének megfelelően biztosít a társaság számára. Az orosz hitelre vonatkozó finanszírozási költségeket a megismert hivatalos dokumentumoknak megfelelően a tényértékeken állítottuk be a modellbe.

Amennyiben a működés során a társaság olyan helyzetbe kerül, hogy elveszíti teljes saját tőkéjét, úgy a polgári jog szabályaival összhangban a társaság tulajdonosa köteles a tőkehelyzet helyreállítására, amit a mérlegben a „lekötött tartalékok” soron tüntettünk fel.

A társaság osztalékot akkor fizet a tulajdonosnak, ha az adózott eredmény pozitív és a saját tőke mértéke meghaladja a jegyzett tőke nagyságát. Az osztalék mértéke paraméterezhető, alapesetben az adott évi eredmény 80%-ának megfelelő osztalékarányt definiáltunk.

### 5.4.1. Kamatköteles források

Amennyiben a társaság tőkehelyzete lehetővé teszi, az adott évi esetleges többletfinanszírozási igényeket rövid lejáratú hitelek felvételével kezeltük. A hitelek kamatlába paraméterezhető. A beállított alapérték 8%.

Amennyiben a társaságnál pénzügyi eszközök halmozódnak fel, úgy ezeket a mérleg eszközoldalán, az értékpapírok soron kezeli a modell. Az értékpapírokra a társaság kamatbevételt realizál, amelynek mértéke szintén paraméterként állítható be (induló értéke 4%).

### 5.4.2. Forgótőke-politika

A társaság forgótőke-politikájának meghatározásánál a vevőállományra, a készletállományra, a beruházási és egyéb szállítókra és az egyéb kötelezettségek állományára vonatkozóan határoztunk meg előfeltételezéseket. Valamennyi forgótőkére vonatkozó előfeltevés szabadon módosítható a modell paramétereinek között.

A vevők forgási idejét 30 napban határoztuk meg hasonlóan a szállítók forgási idejéhez. Utóbbi tételnél vetítési alapként az anyagijellegű ráfordításokat vettük figyelembe. A beruházási szállítóknál az erőműtársaság számára kedvezőbb, 90 napos forgási idővel számoltunk. Az egyéb kötelezettségek állományának meghatározásánál a személyi költségek és a társaság általános forgalmi adó pozíciója képezte a vetítési alapot.

## 6. AZ EREDMÉNYEK ÖSSZEFOGLALÁSA

Ahogy a tanulmány bevezetőjében is hangsúlyoztuk, a pénzügyi modellkészítés elsődleges célkitűzése az volt, hogy megvizsgáljuk, mennyire reálisak azok a kormányzati nyilatkozatok, amelyek szerint a paksi projekt önmagában megtérülő beruházás és nem igényel pótlólagos tőketámogatást. A nettó jelenérték meghatározásán felül ezért vizsgáltuk, hogy az adott forgatókönyv megvalósulása jár-e időszakos vagy végleges többletfinanszírozási igénnyel a tulajdonos részéről.

### 6.1. Megtérülés és pótlólagos finanszírozási igény az egyes modellezett forgatókönyvekben

A 9. táblázatban összefoglaljuk a modell eredményeit a korábban bemutatott forgatókönyvekre. Az adott forgatókönyvre vonatkozóan a táblázat tartalmazza a nettó jelenértéket 5%-os reál diszkontráta mellett. Ahol az 5%-os diszkontráta pozitív jelenértéket eredményezett, ott szerepeltetjük a 10%-os diszkonttényezővel számított megtérülést is. A táblázat  $T_{max}$  értéke jelenti az adott forgatókönyv mellett azt a pótlólagos tulajdonosi finanszírozási igényt, amit a társaság tulajdonosának az eredetileg tervezett 2,5 milliárd eurón felül biztosítania kell az erőműtársaság részére azért, hogy a társaság működőképes maradjon. A  $H_{max}$  érték a pótlólagos hitelfelvétel maximuma, vagyis az az érték, amit az adott forgatókönyv mellett külső hitelezőktől kell még felvennie a társaságnak az orosz hitelen túl. A táblázat cellái közül piros háttérrel jelöltük azokat a forgatókönyveket, amelyeknél a megtérülés negatív és jelentős többletfinanszírozási igényt támasztanak a tulajdonos számára, míg zöld háttérrel azokat a forgatókönyveket, amikor a projekt megvalósítása indokolt lehet.



**9. táblázat - Megtérülés, pótlólagos tulajdonosi finanszírozás és hiteligény a Paks-2 erőműtársaságnál a kapacitáskihasználtság és a nagykereskedelmi áramár függvényében**

	Nincs energia-reálár növekedés 2026-ban 51 EUR/MWh 2035-ben 58 EUR/MWh	25% energia-reálár növekedés 2026-ban 64 EUR/MWh 2035-ben 73 EUR/MWh	50% energia-reálár növekedés 2026-ban 77 EUR/MWh 2035-ben 88 EUR/MWh	75% energia-reálár növekedés 2026-ban 89 EUR/MWh 2035-ben 102 EUR/MWh
Tartósan alacsony kihasználtság (75%)	NPV <sub>5%</sub> =-6323 mEUR T <sub>max</sub> : 18623 mEUR H <sub>max</sub> : 5635 mEUR	NPV <sub>5%</sub> =-4451 mEUR T <sub>max</sub> : 10576 mEUR H <sub>max</sub> : 4168 mEUR	NPV <sub>5%</sub> =-2563 mEUR T <sub>max</sub> : 5627 mEUR H <sub>max</sub> : 3481 mEUR	NPV <sub>5%</sub> =-377 mEUR T <sub>max</sub> : 2509 mEUR H <sub>max</sub> : 3083 mEUR
Átlagos kihasználtság (85%)	NPV <sub>5%</sub> =-5581 mEUR T <sub>max</sub> : 14137 mEUR H <sub>max</sub> : 4990 mEUR	NPV <sub>5%</sub> =-3487 mEUR T <sub>max</sub> : 7748 mEUR H <sub>max</sub> : 3616 mEUR	NPV <sub>5%</sub> =-1139 mEUR T <sub>max</sub> : 3338 mEUR H <sub>max</sub> : 3093 mEUR	NPV <sub>5%</sub> =1606 mEUR NPV <sub>10%</sub> =-1269 mEUR T <sub>max</sub> : 1216 mEUR H <sub>max</sub> : 3093 mEUR
Átlagos kihasználtság 2034-ig (85%) utána magas (92%) (Alap forgatókönyv)	NPV <sub>5%</sub> =-5210 mEUR T <sub>max</sub> : 12846 mEUR H <sub>max</sub> : 4623 mEUR	NPV <sub>5%</sub> =-2976 mEUR T <sub>max</sub> : 6606 mEUR H <sub>max</sub> : 3542 mEUR	NPV <sub>5%</sub> =-952 mEUR T <sub>max</sub> : 2966 mEUR H <sub>max</sub> : 3093 mEUR	NPV <sub>5%</sub> =2643 mEUR NPV <sub>10%</sub> =-1102 mEUR T <sub>max</sub> : 1216 mEUR H <sub>max</sub> : 3093 mEUR
Tartósan magas kihasználtság (92%)	NPV <sub>5%</sub> =-5042 mEUR T <sub>max</sub> : 12404 mEUR H <sub>max</sub> : 4623 mEUR	NPV <sub>5%</sub> =-2751 mEUR T <sub>max</sub> : 6014 mEUR H <sub>max</sub> : 3542 mEUR	NPV <sub>5%</sub> =-61 mEUR T <sub>max</sub> : 2224 mEUR H <sub>max</sub> : 3101 mEUR	NPV <sub>5%</sub> =3101 mEUR NPV <sub>10%</sub> =-941 mEUR T <sub>max</sub> : 822 mEUR H <sub>max</sub> : 3101 mEUR

A táblázat adatai alapján látható, hogy

- abban az esetben, ha nem következik be tartós reálár-növekedés a villamos energia nagykereskedelmi árnál, a projekt nem térül meg, nettó jelenértéke -5,0 és -6,3 milliárd euró közé várható a kihasználtság függvényében. Egyben rendkívül nagy pótlólagos tulajdonosi finanszírozási igényt támaszt a társaság számára (a felvett orosz hitel összegénél nagyobb, 12,4-18,6 milliárd euró addicionális tőkejuttatás szükséges ahhoz, hogy a társaság működőképes

maradjon). Az erőműtársaság működését a 2050-es évek elejéig csak újabb folyamatos tőkejuttatásokkal lehet fenntartani;

- amennyiben az Európai Bizottság előrejelzésének megfelelően alakulnak a nagykereskedelmi áramárak, úgy a megtérülés továbbra is a kapacitáskihasználtság bármely értéke mellett negatív (-2,7 és -4,4 milliárd euró) és a tulajdonosnak továbbra is jelentős (6-10,5 milliárd euró közötti) többletfinanszírozással kell segítenie a működőképesség fenntartását. A projektet egészen a 2040-es évek közepéig évről évre újabb tulajdonosi tőkeinjekciókkal lehet csak életben tartani;
- amennyiben tartósan 50%-kal magasabbak lesznek a piaci áramárak a jelenlegiekénél, úgy a projekt tartósan magas kihasználtság mellett már közelítőleg megtérülhet (a nettó jelenérték -2,5 és -0,06 milliárd euró között), de még ebben az esetben is igényel a projekt a 2030-as évek közepéig pótlólagos tulajdonosi tőkejuttatást (2,2 és 5,6 milliárd euró között);
- a kormány nyilatkozatainak megfelelően biztosított a megtérülés, ha az erőmű élettartama során végig a jelenleginél 75%-kal magasabbak reálértéken a villamosenergia-nagykereskedelmi árak<sup>22</sup> és az erőmű legalább 85%-os kihasználtságot ér el. Ebben az esetben csupán minimális és rövid áthidaló időszakokra vonatkozóan van szükség arra, hogy a tulajdonos tőkepótlással segítse az erőmű működését.

Bár a jövőre vonatkozó várakozások széles tartományban szóródnak, ugyanakkor egyértelműen látható, hogy az erőmű megtérülése kizárólag olyan magas áramárak mellett képzelhető el, amelyek jelentősen meghaladják a nemzetközi szervezetek előrejelzéseit. Az áramárak valószínű jövőbeni alakulása mellett a társaság állami tulajdonosának az erőmű elindulását követően várhatóan további jelentős összegekkel kell támogatnia a társaságot annak érdekében, hogy az képes legyen teljesíteni az orosz hitel adósságszolgálatából adódó pénzügyi kötelezettségeit.

## 6.2. Az Alap forgatókönyv részletes elemzése

A számítási modell alapján tetszőleges számú forgatókönyvet elemezhetünk a 20 paraméter értékeinek függvényében. Ezek közül a 2-5. mellékletekben négy eltérő áramár-előrejelzésre mutatunk be futtatási eredményeket 2033-ig 85%-os, ezt követően 92%-os kapacitáskihasználtság mellett. A továbbiakban ezek közül az „Alap forgatókönyvet”, amely 25%-os reáláron számított áramár növekedéssel számol 2026-ig, részletesen is elemezzük. Az Alap forgatókönyv paramétereit a 10. táblázat foglalja össze.

---

<sup>22</sup> Valószínűleg egy ilyen mértékű tartós áramár-emelkedés erős lökést adna az innovációknak az alternatív áramtermelési megoldások terén, ami bizonytalanná teszi, hogy 60 éves időhorizonton fennmaradhatnak-e a magas áramárak. Kérdéses az is, vajon ha hosszan tartó magas nagykereskedelmi árampiaci várakozásra alapozza a kormány azon állítását, hogy nem lesz szükség addicionális tőketámogatásra a társaság számára, úgy mire utalhattak azok a kormányzati nyilatkozatok, amelyek a 13%-os árcsökkenést prognosztizáltak a Paks-2 projekt megvalósulása esetén.

**10. táblázat - Paraméterek értékei az Alap forgatókönyv modellfuttatásánál**

A modell futtatásánál használt paraméterek					
Tervezett kapacitáskihasználás Paks-1 üzemideje alatt	85%	Osztalékkifizetés aránya az éves eredményből	80%	<u>Forgótőke elemek</u>	
Tervezett kapacitáskihasználás Paks-1 leállítása után	92%	Társasági adókulcs	16%	Vevőállomány	30 nap
Áramár-emelkedés mértéke reáláron 2026-ig	25%	Iparüzési adó	2%	Készletállomány	1 év (nukleáris tüzelőanyag)
Inflációs ráta (euró övezet)	1,5%	Ingtatlan amortizációs kulcs	2%	Beruházási szállítók	90 nap
Addicionális finanszírozás költsége (EUR)	8%	Gépek, berendezések értékcsökkenés	4%	Egyéb szállítók	30 nap
Betéti kamat (EUR)	4%	A félidős nagykarbantartás a berendezések Befizetés a KNPA-ba (EUR/MWh)	30% -t érinti. 6,0 EUR/MWh	Egyéb kötelezettségek	1 havi személyi költség+ÁFA pozíció
				ÁFA	27%

Elvégeztük a modellezett költségadatokat összehasonlítását a Paksi Atomerőmű Zrt. tényadataival, annak érdekében, hogy megvizsgáljuk, a paraméterek beállított értékei reálisnak tekinthető költségstruktúrát eredményeznek-e. A 11. táblázat összefoglalja a Paksi Atomerőmű Zrt. éves beszámolója alapján számított működési mutatószámokat és összehasonlítja azokat a modellfuttatás eredményeként kapott értékekkel.

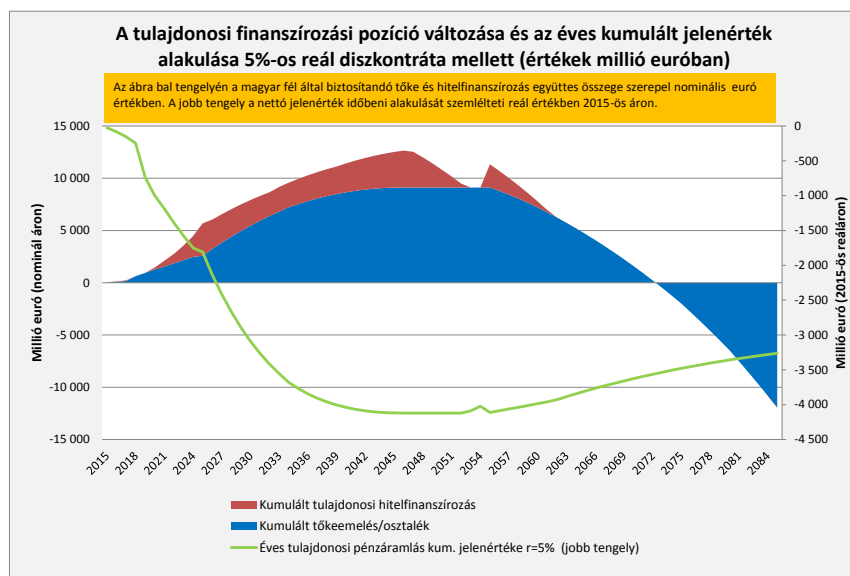
**11. táblázat - a Paksi Atomerőmű Zrt. néhány működési mutatójából képzett átlagos tényértékek, összehasonlítva a modell „Alap forgatókönyv” adataiból számított értékekkel**

	Paks-1 Tény 2003- 2014	Paks-1 Tény 2008- 2014	Paks-2 Első 30 év 2026- 2055	Paks-2 Második 30 év 2056- 2085
EBIT/Árbevétel	10,9%	17,2%	22,31%	41,89%
EBITDA/Árbevétel	23,8%	28,7%	50,45%	51,05%
Bérhányad	19,2%	18,0%	12,08%	11,82%
Anyaghányad	35,9%	35,3%	24,21%	23,87%
Egyéb ráfordítások aránya	25,6%	21,2%	13,27%	13,26%

Látható, hogy az Alap forgatókönyvben valamennyi meghatározó költségelemnél jelentős hatékonyságjavulást feltételeztünk a jelenlegi atomerőmű működési költségeivel összehasonlítva. Így a kedvezőtlen megtérülési adatok hátterében ( $NPV_{5\%} = -2,97$  milliárd euró) nem a költségek túltervezése, hanem a projekttel összefüggő finanszírozási terhek állnak.

A 6. ábra szemlélteti a tulajdonosi és pótlólagos hitelezői finanszírozási pozíció változását az erőmű működése során. A kék háttérrel jelölt sáv mutatja, hogy a tulajdonosok számára milyen kumulált pénzáramlást generál a projekt. A tulajdonosi tőkeemelések (2,5 milliárd az orosz magyar megállapodásnak megfelelően a jegyzett tőkébe, az ezt meghaladó rész a lekötött tőkébe) egészen 2046-ig folyamatos éves kötelezettséget támasztanak a tulajdonos számára. A tőkejuttatás 2046-ban éri el maximumát 9106 millió eurós értékben. Osztalékot először 2056-ban lesz képes fizetni a társaság, így az üzemidő második felében már csökken a tulajdonosi finanszírozás. A tulajdonosi tőkepótláson felül a társaság addicionális hitelfelvételre is szorul, ennek értéke 2046-ban 3,54 milliárd eurón tetőzik (piros sáv).

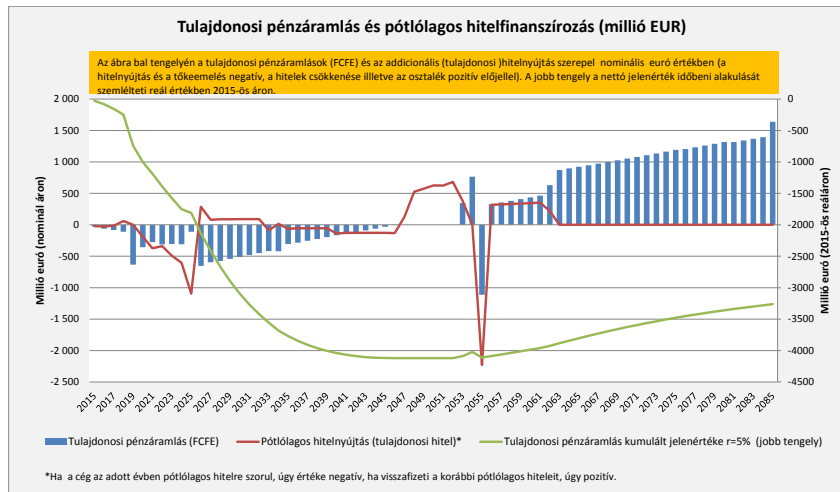
**6. ábra – Tulajdonosi finanszírozás és a kumulált jelenérték alakulása az Alap forgatókönyvben**



Az ábra jobb tengelyén szerepeltettük az éves pénzáramlások alapján számított nettó jelenérték időbeni alakulását. Látható, hogy a kezdeti beruházások és finanszírozási terhek negatív éves pénzáramlásait csak korlátozottan képesek ellensúlyozni az üzemidő második felének pozitív pénzáramlásai, így a nettó jelenérték a negatív tartományban marad, értéke a működés befejezéséig -3262 millió euró, amit a működési idő végén a társaság rendelkezésére álló pénzeszközök jelenértéke (286 millió euró) javít a -2 976 millió eurós szintre.

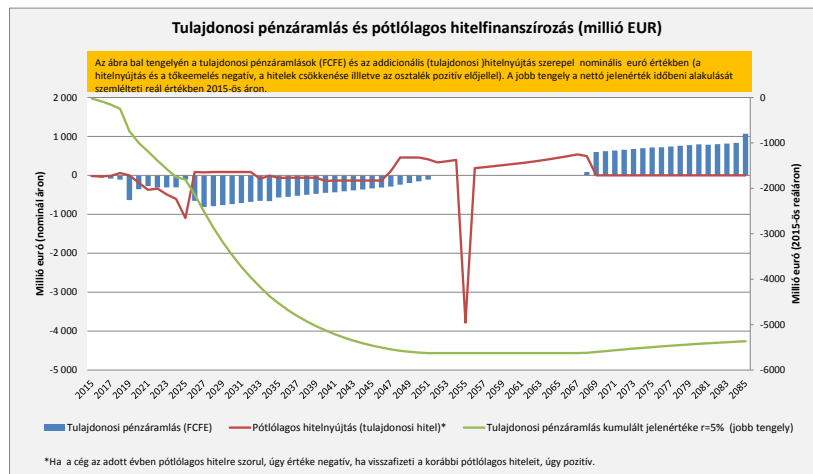
A 7. ábra még egyértelműbben illusztrálja, hogy az erőmű működése a jelenleg megismert finanszírozási feltételekkel egy generációk közötti jövedelemtranszfert hajt végre. Az adatokból jól látszik, hogy 2046-ig a magyar államnak, mint tulajdonosnak – így áttételesen az adófizetők közösségének – folyamatos tőkepótlást kell biztosítania az erőműtársaság részére annak érdekében, hogy a 2050-es évtized második felétől már pozitív pénzáramlásokat realizálhasson – ami ugyanakkor nem jelent pozitív megtérülést.

## 7. ábra - Tulajdonosi pénzáramlás és pótlólagos hitelfinanszírozás az Alap forgatókönyvben



A 2050-es évtized második felétől kezdődő pozitív pénzáramlás ugyanakkor csupán ígéret marad, ha elmarad a villamosenergia-árak reálértékének növekedése és azok csupán az infláció mértékének megfelelően emelkednek a következő évtizedekben. Ebben az esetben a tulajdonosnak egészen a 2050-es évek elejéig kell újabb és újabb tőkejuttatásokat biztosítania az erőmű számára és először csupán a működés megkezdése után 42 évvel számíthat pozitív pénzáramlásra a projektből.

## 8. ábra - Tulajdonosi pénzáramlás és pótlólagos hitelfinanszírozás a „Nincs tartós villamosenergia-reálár növekedés” forgatókönyvben



## 7. ÖSSZEFOGLALÁS

Tanulmányunk megírásával elsődleges célunk az volt, hogy rámutassunk a Paksra tervezett új erőművi blokkok finanszírozási kérdőjeleire. Reményeink szerint elkészített számítási modellünk jó alapot szolgáltat ahhoz, hogy érdemi vita kezdődjön arról, reálisnak tekinthető-e az az állítás, hogy Paks-2 addicionális állami támogatások nélkül képes lesz önállóan, piaci feltételek mellett működni. Megítélésünk szerint a jelenleg ismert hosszú távú áramár-előrejelzések nem támasztják alá, hogy olyan mértékben nőjön a villamos energia nagykereskedelmi ára, ami szükséges lenne Paks-2 önfenntartó működéséhez. Az erőmű várhatóan tartósan tulajdonosi – áttételesen adófizetői – többletjuttatásokra szorul. A várhatóan évtizedeken keresztül tartó folyamatos tőkepótlási igény felveti, hogy ez az erőmű kizárólag állami támogatások mellett lesz képes fenntartani működését, így indokolt lehet az Európai Unió működéséről szóló szerződés 107. és 108. cikke (1) alapján a támogatás vizsgálata.<sup>23</sup>

Álláspontunk szerint a magyar kormány, hasonlóan a brit kormányhoz célszerű lenne mielőbb megváltoztatnia jelenlegi álláspontját arról, hogy a projekt nem tartalmaz állami támogatást, mivel a legtöbb általunk modellezett forgatókönyv mellett nem biztosítható az erőmű önálló, piaci működése. Amennyiben a támogatásokat a magyar kormány összeegyeztethetőnek tartja az európai szabályrendszerrel, úgy javasoljuk, mielőbb kezdeményezzen notifikációs eljárást a támogatások jóváhagyására az Európai Bizottságnál. Az eljárás lehetőséget nyújtana arra, hogy minden érdekelt fél véleménye transzparens formában megismerhetővé váljon, ami hozzásegíthetné a feleket ahhoz, hogy megnyugtató módon rendeződjön a tervezett paksi projekt állami támogatásának kérdése.

---

<sup>23</sup> A 107. cikk (1) szerint: „Ha a Szerződések másként nem rendelkeznek, a belső piaccal összeegyeztethetetlen a tagállamok által vagy állami forrásból bármilyen formában nyújtott olyan támogatás, amely bizonyos vállalkozásoknak vagy bizonyos áruk termelésének előnyben részesítése által torzítja a versenyt, vagy azzal fenyeget, amennyiben ez érinti a tagállamok közötti kereskedelmet.” A 108. cikk (1) rendelkezik a Bizottság és a tagállamok együttműködéséről: „A Bizottság a tagállamokkal együttműködve folyamatosan vizsgálja a tagállamokban létező támogatási programokat. A Bizottság javaslatot tesz a tagállamoknak a belső piac fokozatos fejlődése vagy működése által megkövetelt megfelelő intézkedések meghozatalára.”

## FORRÁSJEGYZÉK

- [1] Aszódi Attila, Boros Ildikó és Kovács Arnold (2014): A paksi atomerőmű bővítésének energiapolitikai, műszaki és gazdasági kérdései. Magyar Energetika 21. évf. 3. szám, 20-29. oldal
- [2] European Commission (2014): Energy prices and costs report. Commission Staff Working Document, SWD(2014) 20 final/2. Brussels, 17 March.
- [3] Az Európai Unió Hivatalos Lapja (2015): A Bizottság (EU) 2015/658 határozata (2014. október 8.) az Egyesült Királyság által a Hinkley Point C atomerőmű javára végrehajtani tervezett SA.34947 (2013/C) (korábbi 2013/N) számú állami támogatásról. Magyar nyelvű kiadás, 58. évfolyam, 2015. április 28. L109. 44-116. oldal
- [4] IEA (2014): World Energy Outlook 2014. International Energy Agency, 9 rue de la Fédération 75739 Paris Cedex 15, France.
- [5] Matthes, F. (2014): The German Debate on the Future of the Energy Transition (the „Energiewende“). Heinrich Böll Foundation Energy Analysts Workshop. Budapest 17 April 2014.
- [6] National Grid (2014): UK Future Energy Scenarios. National Grid plc., National Grid House, Warwick Technology Park, Gallows Hill, Warwick, CV34 6DA United Kingdom. July 2014.
- [7] REKK (2013): Atomerőművi beruházások üzleti modelljei és várható megtérülésük. Műhelytanulmány, Budapest, 2013.
- [8] Rogner, H. (2012): The Economics of Nuclear Power. International Atomic Energy Agency. Conference presentation, 15 March 2012.
- [9] Romhányi Balázs (2014): A Paks II beruházás költségvetés-politikai következményei. Energiaklub Szakpolitikai Intézet Módszertani Központ, Budapest 2014. szeptember
- [10] US EIA (2015): Analysis of the Impacts of the Clean Power Plan. U.S. Energy Information Administration. Washington, DC 20585. May 2015.

### Internetes források

- [1] A World Energy Outlook 2014 nukleáris technológiára vonatkozó előrejelzéseknél használt adatsor:  
<http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2014/weio/WEIO2014PGAssumptions.xls>
- [2] A nagy-britanniai áramár-előrejelzések adatsora:  
<http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Future-of-Energy/Future-Energy-Scenarios/>
- [3] Az ENTSO-E adatbázis elérhetősége:  
<https://www.entsoe.eu/data/Pages/default.aspx>

1. melléklet - A Paksi Atomerőmű Zrt. tényadatai, 2003-2014.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Értékesítés nettó árbevétele (01.+02.)</b>	<b>84 073</b>	<b>95 853</b>	<b>110 318</b>	<b>112 383</b>	<b>133 489</b>	<b>144 274</b>	<b>156 984</b>	<b>167 867</b>	<b>174 616</b>	<b>184 243</b>	<b>185 528</b>	<b>172 878</b>
<b>Aktivált saját teljesítmények értéke (03.+04.)</b>	<b>1 295</b>	<b>946</b>	<b>923</b>	<b>777</b>	<b>640</b>	<b>696</b>	<b>260</b>	<b>547</b>	<b>1 019</b>	<b>753</b>	<b>541</b>	<b>533</b>
<b>Egyéb bevételek</b>	<b>11 007</b>	<b>4 594</b>	<b>2 455</b>	<b>3 757</b>	<b>5 586</b>	<b>4 066</b>	<b>2 343</b>	<b>3 757</b>	<b>10 582</b>	<b>5 004</b>	<b>3 442</b>	<b>4 011</b>
Ebből: visszaírt értékvesztés			19									
Anyagköltség	13 556	15 868	18 190	17 326	18 661	19 064	20 617	21 989	24 684	25 497	27 128	29 145
Igénybe vett szolgáltatások értéke	15 837	17 140	20 197	22 301	23 302	28 378	29 958	33 732	35 146	33 933	32 653	34 154
Egyéb szolgáltatások értéke	2 028	2 279	2 356	3 599	2 310	2 363	2 436	2 448	2 456	2 896	3 000	3 049
Eladott áruk beszerzési értéke	68	42	48	61	78	149	66	72	324	291	34	40
Eladott (közvetített) szolgáltatások értéke	44	104	231	340	607	588	450	93	85	280	415	641
<b>Anyagjellegű ráfordítások (05.+06.+07.+08.)</b>	<b>31 533</b>	<b>35 433</b>	<b>41 022</b>	<b>43 627</b>	<b>44 958</b>	<b>50 542</b>	<b>53 527</b>	<b>58 334</b>	<b>62 695</b>	<b>62 897</b>	<b>63 230</b>	<b>67 029</b>
Béreköltség	11 403	12 294	13 332	14 411	15 457	14 925	15 344	16 823	17 862	18 703	19 052	19 502
Személyi jellegű egyéb kifizetések	2 953	3 479	4 134	4 274	5 015	4 915	4 997	6 144	5 860	5 345	5 280	5 576
Bérfelhalmozások	4 188	4 608	5 115	5 328	5 754	5 756	5 776	8 020	7 654	8 419	8 557	8 809
<b>Személyi jellegű ráfordítások (10.+11.+12.)</b>	<b>18 544</b>	<b>20 381</b>	<b>22 581</b>	<b>24 013</b>	<b>26 226</b>	<b>25 596</b>	<b>26 117</b>	<b>30 987</b>	<b>31 376</b>	<b>32 467</b>	<b>32 889</b>	<b>33 887</b>
<b>Értékcsökkenési leírás</b>	<b>17 268</b>	<b>17 617</b>	<b>14 269</b>	<b>14 248</b>	<b>13 994</b>	<b>14 107</b>	<b>16 015</b>	<b>18 164</b>	<b>21 754</b>	<b>24 114</b>	<b>20 398</b>	<b>22 825</b>
<b>Egyéb ráfordítások</b>	<b>32 786</b>	<b>28 787</b>	<b>31 448</b>	<b>30 540</b>	<b>44 682</b>	<b>37 367</b>	<b>36 768</b>	<b>37 559</b>	<b>40 945</b>	<b>30 337</b>	<b>32 889</b>	<b>33 456</b>
Ebből: értékvesztés	875	357	1 815	757	3 783	2 672	416	604	680	171	202	192
<b>ÜZEMI ( ÜZLETI) TEVÉKENYSÉG EREDMÉNY</b>	<b>-3 756</b>	<b>-825</b>	<b>4 376</b>	<b>4 489</b>	<b>9 855</b>	<b>21 424</b>	<b>27 160</b>	<b>27 127</b>	<b>29 447</b>	<b>40 185</b>	<b>40 105</b>	<b>20 225</b>

<b>Kiegészítő melléklet adatai:</b>	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Tárgyévi új beruházás</b>	<b>17 892</b>	<b>21 559</b>	<b>16 420</b>	<b>17 260</b>	<b>13 226</b>
<b>Nukleáris üzemanyag költsége</b>	<b>12 934</b>	<b>14 623</b>	<b>16 240</b>	<b>18 292</b>	<b>20 498</b>
<b>Központi nukleáris alap befizetés</b>	<b>23 127</b>	<b>23 127</b>	<b>19 329</b>	<b>19 329</b>	<b>21 294</b>

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Átlag 2003-2014	Átlag 2008-2014
<b>EBIT/Árbevétel</b>	-4,5%	-0,9%	4,0%	4,0%	7,4%	14,8%	17,3%	16,2%	16,9%	21,8%	21,6%	11,7%	10,9%	17,2%
<b>EBITDA/Árbevétel</b>	16,1%	17,5%	16,9%	16,7%	17,9%	24,6%	27,5%	27,0%	29,3%	34,9%	32,6%	24,9%	23,8%	28,7%
<b>Bérhányad</b>	22,1%	21,3%	20,5%	21,4%	19,6%	17,7%	16,6%	18,5%	18,0%	17,6%	17,7%	19,6%	19,2%	18,0%
<b>Anyaghányad</b>	37,5%	37,0%	37,2%	38,8%	33,7%	35,0%	34,1%	34,8%	35,9%	34,1%	34,1%	38,8%	35,9%	35,3%
<b>Egyéb ráfordítások aránya</b>	39,0%	30,0%	28,5%	27,2%	33,5%	25,9%	23,4%	22,4%	23,4%	16,5%	17,7%	19,4%	25,6%	21,2%



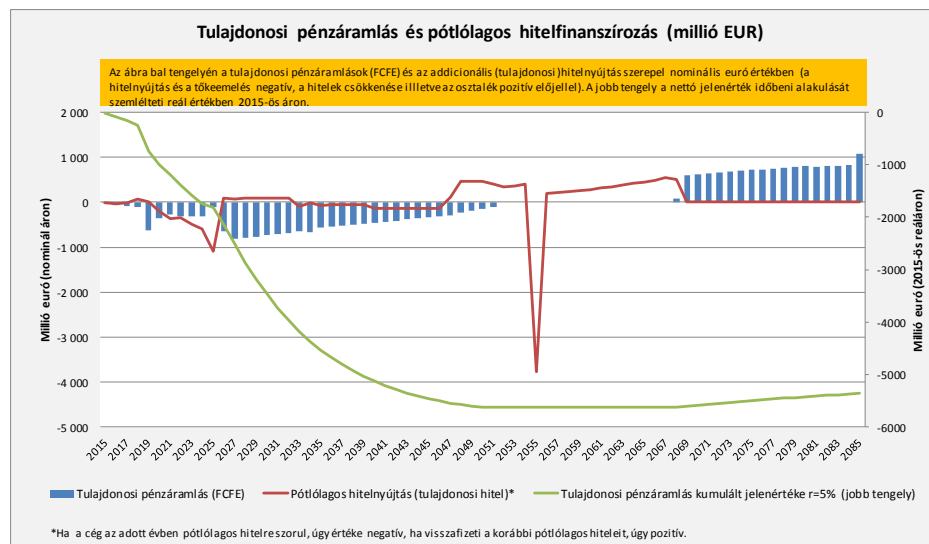
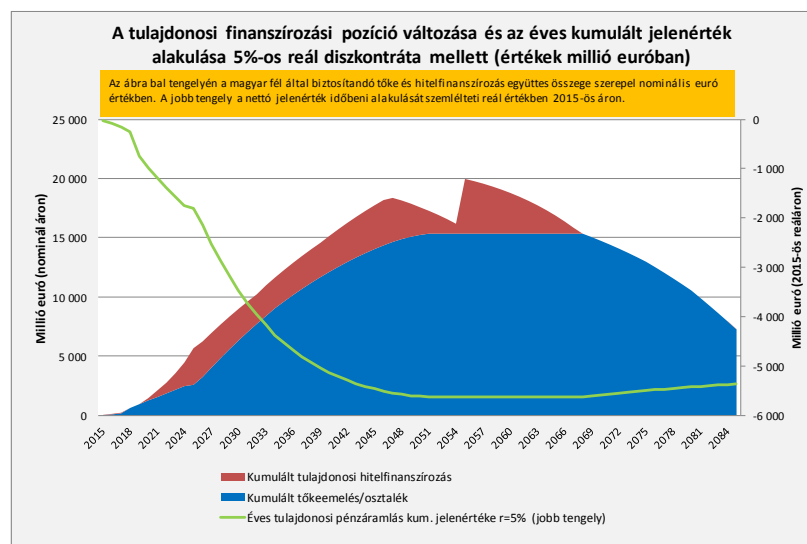
## 2. melléklet - Modellfuttatási eredmények reálértéken számított áramár-növekedés feltételezése nélkül

A modell futtatásánál használt paraméterek				
Tervezett kapacitáskihasználás Paks-1 üzemideje alatt	85%	Osztalékfizetés aránya az éves eredményből	80%	<b>Forgótőke elemek</b>
Tervezett kapacitáskihasználás Paks-1 leállítása után	92%	Társasági adókulcs	16%	Vevőállomány
Áramár-emelkedés mértéke reáláron 2026-ig	0%	Iparüzési adó	2%	Készletállomány
Inflációs ráta (euró övezet)	1,5%	Ingatlan amortizációs kulcs	2%	Beruházási szállítók
Adicionális finanszírozás költsége (EUR)	8%	Gépek, berendezések értékcsökkenés	4%	Egyéb szállítók
Betéti kamat (EUR)	4%	A féltűdős nagykarbantartás a berendezések	30% -t érinti.	Egyéb kötelezettségek
		Befizetés a KNPA-ba (EUR/MWh)	6,0 EUR/MWh	ÁFA
				30 nap
				1 év (nukleáris tüzelőanyag)
				90 nap
				30 nap
				1 havi személyi költség+ÁFA pozíció
				27%

Futtatási eredmény:	NPV	(adatok millió euróban)
Nettó jelenérték reál r=5% (explicit periódus)	-5 365 mEUR	Tulajdonosi tőke (jegyzett tőke 2025-ben)
NPV maradványértékkel (r=5%)	-5 210 mEUR	Tulajdonosi pótlólagos tőkeigény maximuma
		Pótlólagos (tulajdonosi) hitelnyújtás max.
		Együttes finanszírozási maximum:
		2 500
		12 846
		4 623
		19 969

	Paks-1 tény 2008-2014	Modell	
		2026-2055	2056-2085
EBIT/Árbevétel	17,2%	3,39%	27,87%
EBITDA/Árbevétel	28,7%	38,57%	39,31%
Bérhányad	18,0%	15,10%	14,77%
Anyaghányad	35,3%	30,26%	29,84%
Egyéb ráfordítások aránya	21,2%	16,08%	16,07%

	Beruh.	2026-2035	2036-2045	2046-2055
Éves átlagos tulajdonosi támogatás forintban	94 198	225 012	141 736	41 611



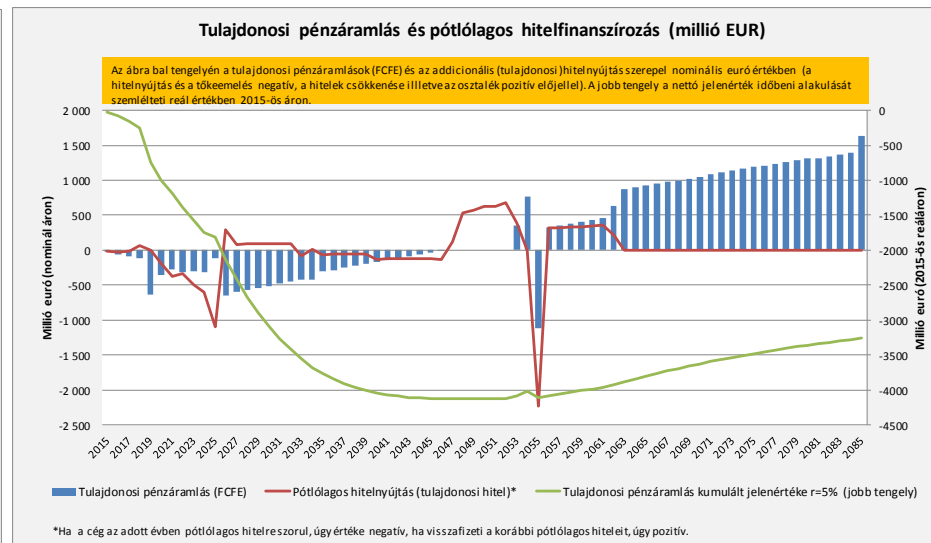
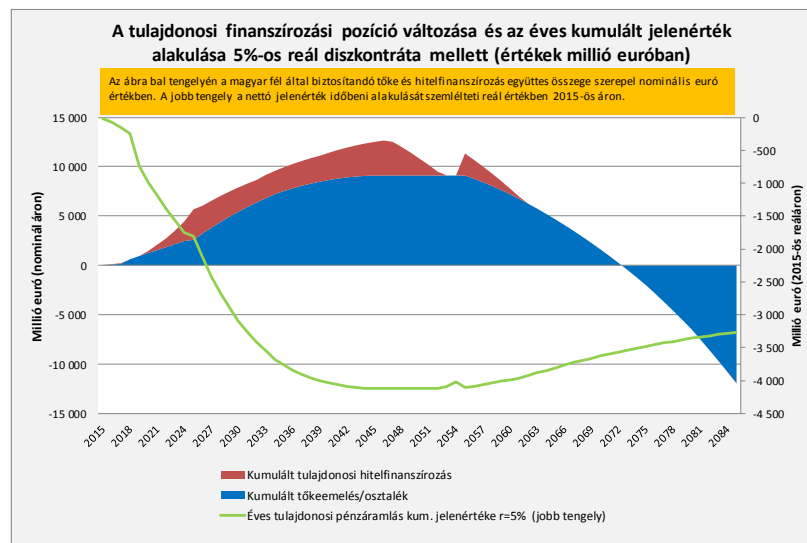
### 3. melléklet - Modellfuttatási eredmények reálértéken számított 25%-os áramár-növekedés feltételezésével

A modell futtatásánál használt paraméterek				
Tervezett kapacitáskihasználás Paks-1 üzemideje alatt	85%	Osztalékfizetés aránya az éves eredményből	80%	<b>Forgótőke elemek</b>
Tervezett kapacitáskihasználás Paks-1 leállítása után	92%	Társasági adókulcs	16%	Vevőállomány
Áramár-emelkedés mértéke reáláron 2026-ig	25%	Iparűzési adó	2%	Készletállomány
Inflációs ráta (euró övezet)	1,5%	Ingatlan amortizációs kulcs	2%	Beruházási szállítók
Adicionális finanszírozás költsége (EUR)	8%	Gépek, berendezések értékcsökkenés	4%	Egyéb szállítók
Betéti kamat (EUR)	4%	A féllidos nagykarbantartás a berendezések	30% -t érinti.	Egyéb kötelezettségek
		Befizetés a KNPA-ba (EUR/MWh)	6,0 EUR/MWh	ÁFA
				30 nap
				1 év (nukleáris tüzelőanyag)
				90 nap
				30 nap
				1 havi személyi költség+ÁFA pozíció
				27%

Futtatási eredmény:	NPV	(adatok millió euróban)
Nettó jelenérték reál r=5% (explicit periódus)	-3 262 mEUR	Tulajdonosi tőke (jegyzett tőke 2025-ben)
NPV maradványértékkel (r=5%)	-2 976 mEUR	Tulajdonosi pótlólagos tőkeigény maximuma
		Pótlólagos (tulajdonosi) hitelnyújtás max.
		<b>Együttes finanszírozási maximum:</b>
		<b>12 648</b>

	Paks-1 tény 2008-2014	Modell	
		2026-2055	2056-2085
EBIT/Árbevétel	17,2%	22,31%	41,89%
EBITDA/Árbevétel	28,7%	50,45%	51,05%
Bérhányad	18,0%	12,08%	11,82%
Anyaghányad	35,3%	24,21%	23,87%
Egyéb ráfordítások aránya	21,2%	13,27%	13,26%

	Beruh.	2026-2035	2036-2045	2046-2055
Éves átlagos tulajdonosi támogatás forintban	94 198	158 341	50 247	86



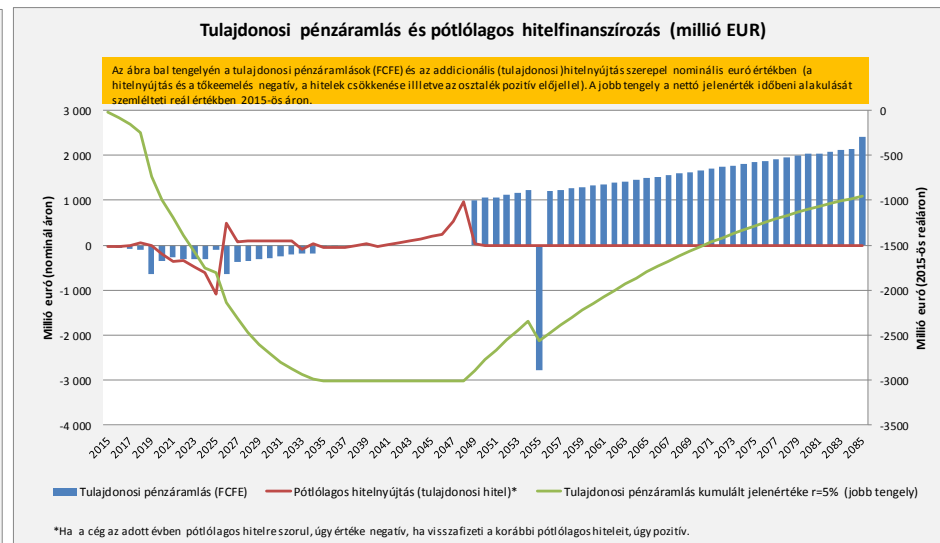
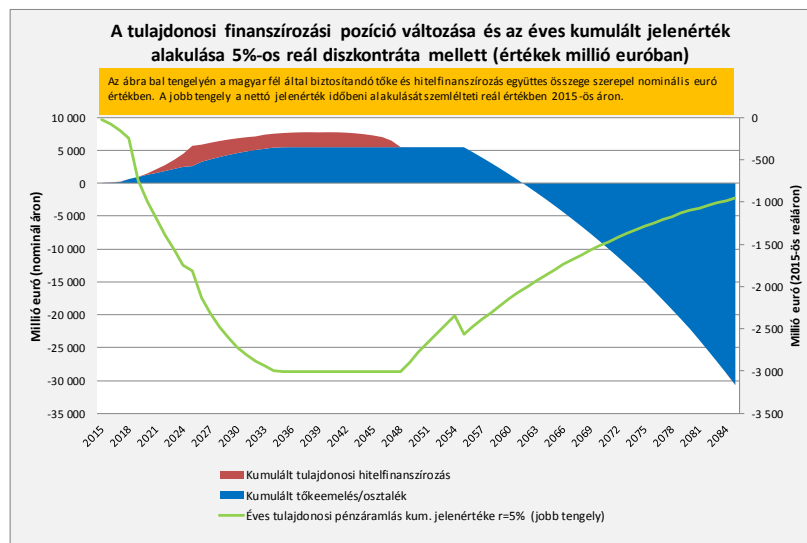
#### 4. melléklet - Modelfuttatási eredmények reálértéken számított 50%-os áramár-növekedés feltételezésével

A modell futtatásánál használt paraméterek			
Tervezett kapacitáskihasználás Paks-1 üzemideje alatt	85%	Osztalékkifizetés aránya az éves eredményből	80%
Tervezett kapacitáskihasználás Paks-1 leállítás után	92%	Társasági adókulcs	16%
Áramár-emelkedés mértéke reáláron 2026-ig	50%	Iparüzési adó	2%
Inflációs ráta (euró övezet)	1,5%	Ingtalan amortizációs kulcs	2%
Addicionális finanszírozás költsége (EUR)	8%	Gépek, berendezések értékcsökkenés	4%
Betéti kamat (EUR)	4%	A féldős nagykarbantartás a berendezések	30% -t érinti.
		Befizetés a KNPA-ba (EUR/MWh)	6,0 EUR/MWh
			ÁFA
			27%
			30 nap
			1 év (nukleáris tüzelőanyag)
			90 nap
			30 nap
			1 havi személyi költség+ÁFA pozíció

Futtatási eredmény:	NPV	(adatok millió euróban)
Nettó jelenérték reál r=5% (explicit periódus)	-952 mEUR	Tulajdonosi tőke (jegyzett tőke 2025-ben) 2 500
NPV maradványértékkel (r=5%)	-343 mEUR	Tulajdonosi pótlólagos tőkeigény maximuma 2 966
		Pótlólagos (tulajdonosi) hitelnyújtás max. 3 093
		Együttes finanszírozási maximum: 7 742

	Paks-1 tény 2008-2014	Modell	
		2026-2035	2036-2045
EBIT/Árbevétel	17,2%	34,93%	51,24%
EBITDA/Árbevétel	28,7%	58,38%	58,88%
Bérhányad	18,0%	10,06%	9,85%
Anyaghányad	35,3%	20,17%	19,89%
Egyéb ráfordítások aránya	21,2%	11,39%	11,38%

	Beruh.	2026-2035	2036-2045	2046-2055
Éves átlagos tulajdonosi támogatás forintban	94 198	91 671	520	0



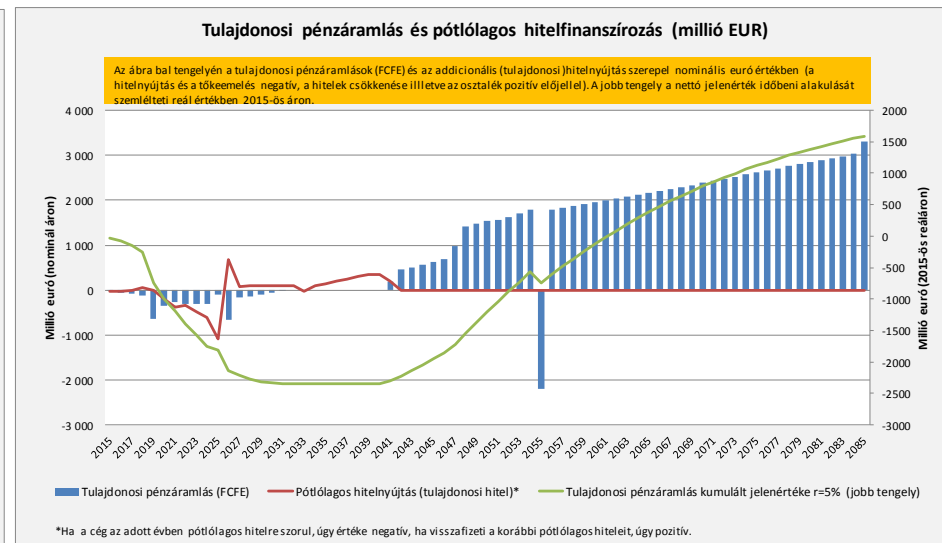
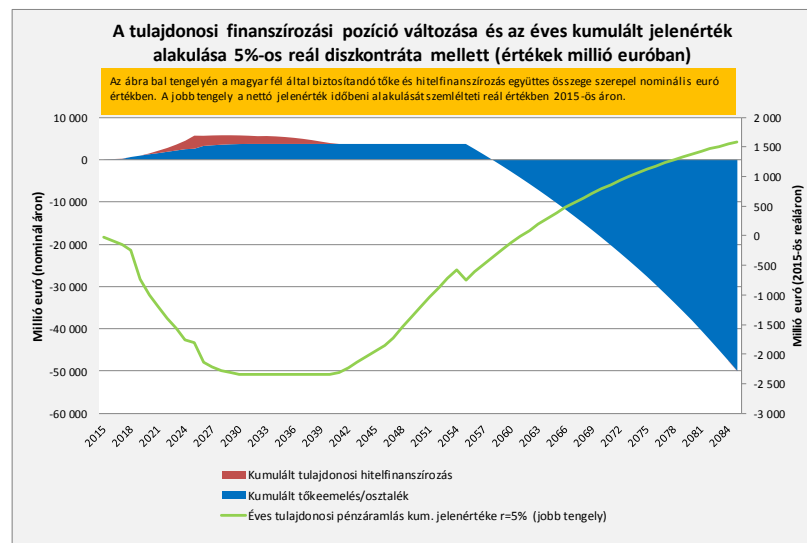
## 5. melléklet - Modellfuttatási eredmények reálértéken számított 75%-os áramár-növekedés feltételezésével

A modell futtatásánál használt paraméterek			
Tervezett kapacitáskihasználás Paks-1 üzemideje alatt	85%	Osztalékkifizetés aránya az éves eredményből	80%
Tervezett kapacitáskihasználás Paks-1 leállítás után	92%	Társasági adókulcs	16%
Áramár-emelkedés mértéke reáláron 2026-ig	75%	Iparüzési adó	2%
Inflációs ráta (euró övezet)	1,5%	Ingtalan amortizációs kulcs	2%
Addicionális finanszírozás költsége (EUR)	8%	Gépek, berendezések értékcsökkenés	4%
Betéti kamat (EUR)	4%	A féldős nagykarbantartás a berendezések	30% -t érinti.
		Befizetés a KNPA-ba (EUR/MWh)	6,0 EUR/MWh
			ÁFA
			27%

Futtatási eredmény:	NPV	(adatok millió euróban)
Nettó jelenérték reál r=5% (explicit periódus)	1 591 mEUR	Tulajdonosi tőke (jegyzett tőke 2025-ben)
NPV maradványértékkel (r=5%)	2 643 mEUR	Tulajdonosi pótlólagos tőkeigény maximuma
		Pótlólagos (tulajdonosi) hitelnyújtás max.
		Együttes finanszírozási maximum:
		2 500
		1 216
		3 093
		5 766

	Paks-1 tény 2008-2014	Modell	
		2026-2055	2056-2085
EBIT/Árbevétel	17,2%	43,94%	57,92%
EBITDA/Árbevétel	28,7%	64,04%	64,46%
Bérhányad	18,0%	8,63%	8,44%
Anyaghányad	35,3%	17,29%	17,05%
Egyéb ráfordítások aránya	21,2%	10,05%	10,04%

	Beruh.	2026-2035	2036-2045	2046-2055
Éves átlagos tulajdonosi támogatás forintban	94 198	36 212	0	0

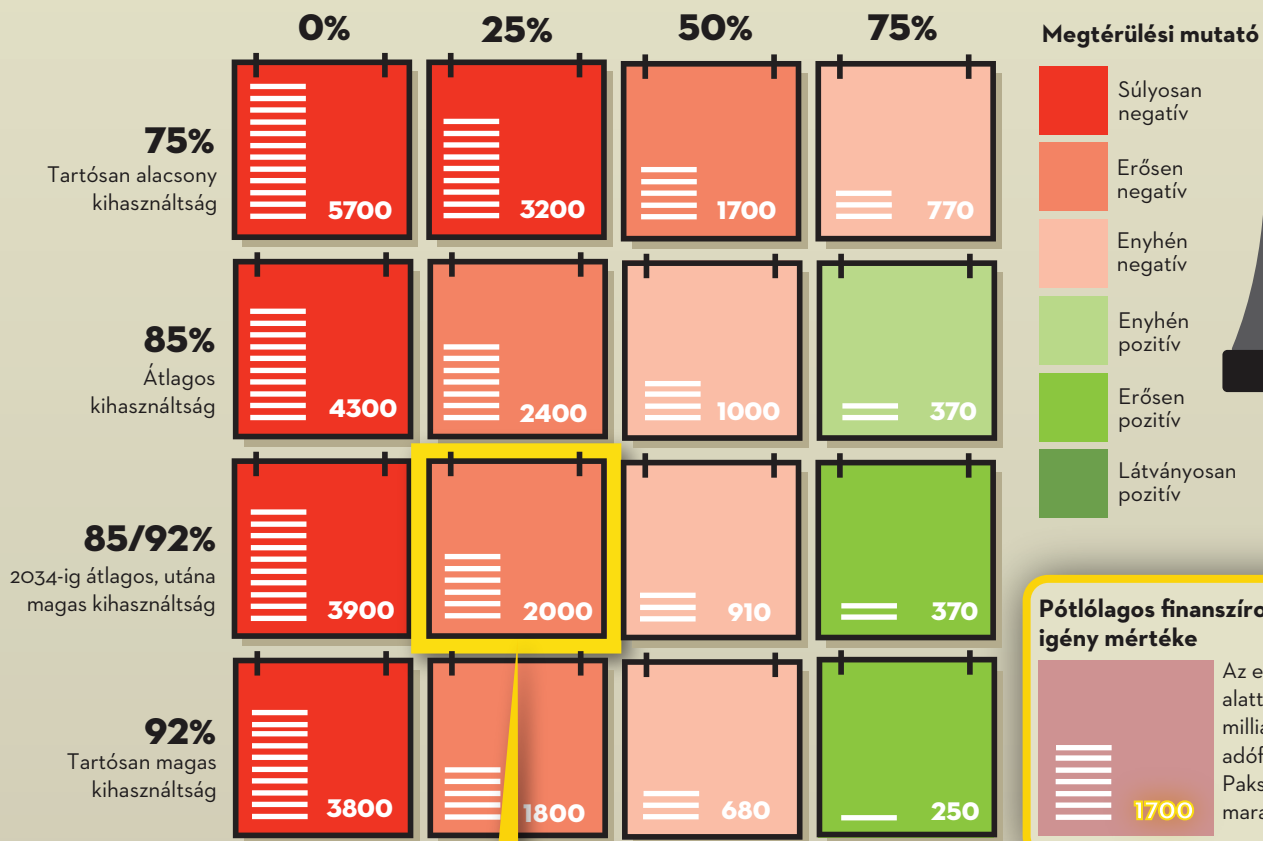


# MEGTÉRÜL-E PAKS II?

## ÁRAMÁR-FORGATÓKÖNYVEK AZ ERŐMŰ ÜZEMIDEJE ALATT (2025-2085)

A jelenleginél mennyivel lesz magasabb a nagykereskedelmi ár, azaz amilyen Paks II áramot adhat el?

**KIHASZNÁLTSÁGI FORGATÓKÖNYVEK AZ ERŐMŰ ÜZEMIDEJE ALATT**  
Mennyire sikerül kihasználni Paks II kapacitását 2025 és 2085 között?



### A LEGVALÓSZÍNŰBB FORGATÓKÖNYV

Az Európai Bizottság előrejelzései alapján az tűnik legvalószínűbbnek, hogy az energia nagykereskedelmi ára reálértéken 2026-ig legfeljebb 25%-kal növekszik. Ez esetben bármilyen nagy is a kihasználtság, hatalmas negatív megtérülés adódik (azaz ráfizetéses a projekt), a tulajdonos pedig a működés alatt is súlyos többletfinanszírozásra kényszerül.

A működés első húsz évében a tulajdonosnak, azaz a magyar adófizetőknek évente átlagosan **100 milliárd** forinttal kell kiegészíteniük az erőművet.

Az első két évtized alatt szükséges többletforrás tehát összesen...

**2000**  
milliárd  
forint

...Paks II pedig nem térül meg.

# KUTATÁS KOMMUNIKÁCIÓ KÉPZÉS

DÖNTÉSHOZÓKNAK, ÖNKORMÁNYZATOKNAK,  
VÁLLALATOKNAK ÉS HÁZTARTÁSOKNAK

HAZAI ÉS NEMZETKÖZI KLÍMA- ÉS  
ENERGIAPOLITIKÁRÓL, ENERGIAHATÉKONYSÁGRÓL,  
MEGÚJULÓ ENERGIAFORRÁSOKRÓL