



**A tervezett villamos energia erőművi  
kapacitások hatása a villamosenergia-  
piac vertikumára 2025-ig**

**Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont**

---

**A tanulmány a Gazdasági Versenyhivatal megbízásából készült.**

---

**Készítette: Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont (REKK)**

**Budapesti Corvinus Egyetem**

Levelezési cím: 1093 Budapest, Fővám tér 8.

Iroda: 1092 Budapest, Közraktár utca 4-6, 707. szoba

Telefon: +36 1 482-7070 Fax: +36 1 482-7037

Email: [rek@uni-corvinus.hu](mailto:rek@uni-corvinus.hu)

---

**2010. október 15.**

---

# TARTALOMJEGYZÉK

---

I.	Helyzetkép 2010.....	15
I.1.	Villamosenergia-kereslet.....	15
I.2.	Erőművi kínálat .....	15
I.3.	Termelői és nagykereskedelmi verseny .....	17
I.4.	Erőművi beruházások 2003-2009.....	22
II.	Az áramtermelő-szektor jogi és szabályozási környezete 2010 után.....	24
II.1.	Ágazati szabályozás .....	24
II.2.	Környezetvédelmi szabályozások .....	29
III.	Az erőműépítés nemzetközi tendenciái.....	33
III.1.	A főbb erőművi technológiák jellemzői.....	33
III.2.	Az erőművi beruházásokkal kapcsolatos brit, német és holland tapasztalatok....	37
IV.	Erőmű-fejlesztési igény 2015-2025 .....	45
IV.2.	Szükséges kapacitástartalék arány.....	46
IV.3.	Várható kapacitástartalék arány .....	47
IV.4.	Várható leselejtezések és üzemidő hosszabbítások.....	50
IV.5.	Erőművi beruházások várható volumene .....	52
IV.6.	Összevetés a MAVIR kapacitástervével .....	55
V.	A hazai áramtermelő-szektor szerkezete 2015-ben, 2020-ban és 2025-ben .....	57
V.1.	Erőmű beruházási tervek.....	57
V.2.	Erőműépítési forgatókönyvek .....	59
V.3.	Piacszerkezeti forgatókönyvek.....	68
VI.	Melléklet: A regionális árampiaci modell részletes bemutatása .....	71
VI.1.	A vizsgált országok .....	71
VI.2.	A keresleti oldal modellezése.....	72
VI.3.	A kínálati oldal modellezése .....	73
VII.	Irodalomjegyzék.....	81

# ÁBRAJEGYZÉK

1. ábra: A magyar villamosenergia-fogyasztás alakulása (2000-2009) .....	15
2. ábra: A hazai erőművek teljesítőképessége és áramtermelése .....	16
3. ábra: A nagykereskedelmi áramértékesítés szerkezete .....	17
4. ábra: Termelői piackoncentráció, 2009 .....	18
5. ábra: A zsinóráram határidős árának alakulása a magyar és a német árampiacon.....	20
6. ábra: Az egyetemes szolgáltatók és kiskereskedők átlagos beszerzési árai .....	22
7. ábra: Erőművi beruházások 2003-2009.....	23
8. ábra: CO2 kvótaárak különböző lejáratra.....	31
9. ábra: A 2000 és 2008 között létrejött erőművi kapacitások tüzelőanyag szerinti bontásban (európai OECD országok).....	33
10. ábra: Atomerőművi áramtermelés költségei.....	36
11. ábra: Az éves villamosenergia-fogyasztás (TWh) és éves órás csúcsigény (MW) előrejelzése .....	46
12. ábra: A kapacitástartalékok arányának alakulása néhány Európai országban .....	47
13. ábra: A teljesítőképesség és a tartalék arány alakulása a hazai árampiacon 2000-2009....	48
14. ábra: Tervek és prognózisok a megújuló villamosenergia-termelésre 2020-ban.....	53
15. ábra: Forgatókönyvek az erőműállomány alakulására .....	54
16. ábra: Prognózis az erőműpark méretére és a nagyerőmű építések volumenére: REKK vs. MAVIR.....	56
17. ábra: Az erőmű-beruházási tervek tulajdonosi, valamint tüzelőanyag és előrehaladottsági szint szerinti struktúrája .....	58
18. ábra: A zsinóráram árak alakulása Németországban és Magyarországon alacsony gázárak (250\$/m <sup>3</sup> ) mellett.....	62
19. ábra: A paksi bővítés hatása a régiós országok villamosenergia-áaira.....	62
20. ábra: Az új szén- és gázos erőművek kihasználtsága az új atomerőművi blokk belépése előtt és után.....	63
21. ábra: Erőműépítések 2025-ig az első forgatókönyvben .....	65
22. ábra: Erőműépítések 2025-ig a második forgatókönyvben.....	66
23. ábra: Erőműépítések 2025-ig a harmadik forgatókönyvben .....	67
24. ábra: Erőműépítési forgatókönyvek 2010-2025 .....	67
25. ábra: Az áramtermelő-szektor tulajdonosi összetétele 2009-ben és 2025-ben .....	68
26. ábra: Előrejelzés a piaci koncentráció alakulására 2009-és 2025 között .....	69
27. ábra: A modellezés során vizsgált országok .....	72
28. ábra: Keresleti időszakok a piaci modellben.....	73
29. ábra: Az áramtermelési határköltség becslésének módszere.....	73
30. ábra: A vízerőművek termelésének aránya a teljes hazai fogyasztásban magas, alacsony és átlagos vízerőművi kihasználtság mellett .....	75
31. ábra: A feketeszén és a lignit költsége a modellezett országokban.....	76
32. ábra: A romániai, bulgáriai és magyarországi földgáz importára, 2008-2009.....	77

33. ábra: A 2010. decemberi szállítású szén-dioxid kvóta árának alakulása az ECX-en.....	78
34. ábra: A változó működési költség különböző típusú erőműveknél.....	79
35. ábra: Határkeresztező kapacitások nagysága .....	80

# TÁBLÁZATOK JEGYZÉKE

---

1. táblázat: Főbb erőművi technológiák műszaki és gazdasági jellemzői.....	34
2. táblázat: A Pool és a NETA rendszer összehasonlítása .....	39
3. táblázat: A brit és a német tapasztalatok összehasonlítása.....	42
4. táblázat: Erőmű-fejlesztési projektek Magyarországon (hagyományos erőművek, >50MW) .....	59
5. táblázat: Terezett határkeresztező kapacitás bővítések a régióban .....	70
6. táblázat: Az egyes technológiákra jellemző energiaátalakítási hatásfok értékek és az önfogyasztás mértéke .....	74
7. táblázat: A különböző technológiájú erőművek rendelkezésére állása és önfogyasztása....	74
8. táblázat: Fajlagos szén-dioxid emisszió különböző tüzelőanyagok esetében .....	78

## Vezetői összefoglaló

Jelen tanulmány azt vizsgálja, hogy az elkövetkező 10-15 évben várhatóan megvalósuló erőműfejlesztések milyen hatással lesznek az áramtermelő-piac szerkezetére és versenyviszonyaira. A téma aktualitását az adja, hogy a meglévő erőműkapacitások elöregedése és a korábbinál ambiciózusabb megújuló politika következtében a hazai piacon az elkövetkező másfél évtizedben nagyon jelentős mennyiségű új erőművi kapacitás kiépítésére lesz szükség. Ugyanakkor a szabályozási bizonytalanságok és a piac torzításai miatt kérdéses, hogy az új erőművi beruházások a biztonságos ellátáshoz szükséges volumenben és a versenyt erősítő tulajdonosi szerkezetben valósulnak-e majd meg.

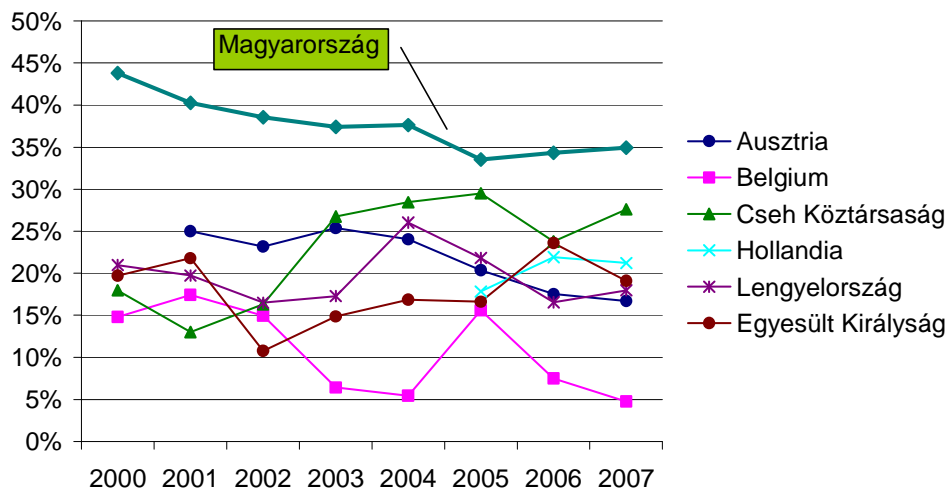
Az árampiac jövőbeli viszonyainak vizsgálatában a következő lépések szerint haladtunk. Első lépésben a kereslet és a meglévő erőműállományban várható változások (leállítások és üzemidő hosszabbítások) előrejelzésével prognózist készítettünk az erőműépítések várható volumenére. Második lépésben áttekintettük a befektetők előkészítés alatt álló fejlesztési terveit, és forgatókönyveket állítottunk fel annak vizsgálatára, hogy a keresleti és kínálati viszonyok alapján indokolt volumenű kapacitásbővítés milyen időzítéssel, milyen erőműtípusokból és milyen tulajdonosi szerkezetben valósulhat meg a 2010 és 2025 közötti időszakban. Végül, az erőműépítési forgatókönyvekből előrevetített piac-szerkezeti forgatókönyvek alapján előrejeleztük a verseny jövőbeni alakulásának lehetséges irányait.

A tanulmány főbb megállapításai a következők.

### Piaci és szabályozási környezet

Az elmúlt évtizedben a hazai árampiacot egy nagy és alacsony hatékonysággal működő erőműpark jellemezte. A kapacitás-megfelelőség mérésére használt ún. kapacitástartalék-arány mutató (*reserve margin*) értéke a 2000-es években mind nemzetközi összehasonlításban, mind a villamosenergia-rendszer biztonsági igényeihez mérten nagyon magas szinten alakult (1. ábra). A piaci igényekhez igazodó erőművi mix kialakulásának legfőbb akadályát a termelők közötti verseny hiánya és a termelők széles körének juttatott ártámogatások jelentették. A piaci és szabályozási környezetben már bekövetkezett és valószínűsíthetően bekövetkező változások azonban a termelői verseny erősödését és a versenytorzító ártámogatási rendszerek visszaszorulását vetítik előre. Az MVM és az erőművek között fennálló hosszú távú szerződések (HTM-ek) számának csökkenése és a most épülő erőművek piacra lépése egyaránt a verseny erősödését valószínűsítik. A kötelező átvételi rendszer átalakításával fokozatosan megszűnik a kapcsolt villamosenergia-termelés támogatása és a születőben lévő új megújuló támogatási rendszerben az öreg és elavult erőművekben megvalósuló biomassza tüzelés támogatása helyett az új megújuló kapacitások felépítésének ösztönzésére kerül a hangsúly.

1. ábra: A kapacitástartalék-arány alakulása Magyarország és más európai országok árampiacain



Forrás: OECD: Electricity Information 2010, saját számítás

Megjegyzés: A tartalékarány-mutató számításakor a vízerőművek esetében a beépített kapacitás 50, a szél- és naperőművek esetében a beépített kapacitás 20%-át vettük figyelembe.

A verseny térnyerése és a torzító támogatási rezsimek visszaszorulása egy olyan alkalmazkodási folyamatot indíthat el, amelynek nyomán megindulhat az alacsony hatékonysággal és/vagy versenyképtelen technológiákkal működő erőművek bezárása, felgyorsulhat a versenyképes erőművi beruházások megvalósulása, és amely így végül a piaci igényekhez jobban igazodó erőművi mix kialakulásához vezethet. Optimálisan kialakított piaci szabályrendszer mellett e folyamat egyik legfontosabb eredménye az lesz, hogy a hazai erőműpark mérete az ország biztonságos ellátásához szükséges nagyságúra csökken. Szakértői elemzések és nemzetközi adatok alapján az feltételeztük, hogy a hazai villamosenergia-rendszer biztonságos működéséhez az éves csúcsigények 20%-ának megfelelő kapacitástartalékra van szükség. A beruházási ciklusok, valamint a piaci és szabályozási tökéletlenségek miatt a tartalékarány tényleges értéke ettől természetesen lefelé és felfelé is eltérhet. Az optimálistól való eltérés mértékét azonban felülről a piaci mechanizmus (túlkínálat kialakulása), alulról pedig az előbb vagy utóbb bekövetkező állami intervenció (beruházásösztönző mechanizmusok bevezetése) korlátozza. A kapacitástartalék-arány beruházások visszafogását kiváltó felső értékét 25%-ban, míg a szabályozási beavatkozást kiváltó alsó értékét 15%-ban határoztuk meg.

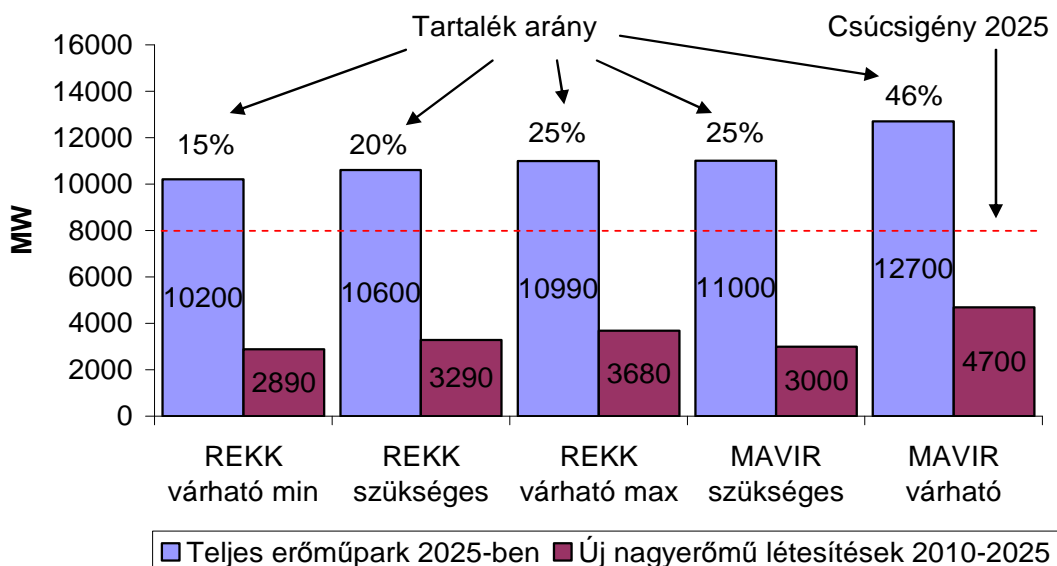
### Kapacitásbővítési igény

Miután megbecsültük a kereslet növekedését, elemeztük az erőműleállások és üzemidő hosszabbítások várható alakulását és előrejeleztük a megújuló erőművi kapacitások várható növekedését, a villamosenergia-piac várható tartalékarányára vonatkozó feltevéseink alapján megbecsültük, hogy milyen mennyiségű nagyerőmű-kapacitás kiépítése várható a 2010 és 2025 közötti időszakban. Hasonlóan a MAVIR „A villamosenergia-rendszer rövid, közép- és



hosszú távú forrásoldali kapacitásmérlege” című elemzéséhez, 2025-re 8000 MW-os éves csúcsgénnel, a meglévő erőműállomány megfelelőzésével és közel 1600 MW új megújuló erőművi kapacitás felépülésével számoltunk (MAVIR, 2009). A kiinduló feltevések hasonlósága ellenére a két tanulmány egymástól jelentősen eltérő prognózist nyújt a 2010 és 2025 közötti kapacitásbővítések várható volumenére (2. ábra). A mi számításaink szerint a nagyerőművi kapacitásbővítések nagysága ebben az időszakban a 2890 és 3680 MW közötti tartományban várható, és ennek megfelelően a hazai erőműpark mérete 2025-ben az 10200 és 10990 MW közötti tartományba esik majd. A MAVIR 4700 MW-os nagyerőművi kapacitásbővítést és 12700 MW nagyságú erőműparkot vizionál, ami 8000 MW-os csúcsgénnel mellett 46%-os tartalékarány-értéket implikál (2. ábra). Úgy gondoljuk, hogy ilyen mértékű túlkínálat kialakulása egy alapvetően piaci körülmények között működő szektorban messze a valószínűsíthető scenáriók körén kívülre esik.

2. ábra: Prognózis az erőműpark méretére és a nagyerőmű építések volumenére: REKK vs. MAVIR



Forrás: Saját számítás, MAVIR 2009

### Erőműépítési forgatókönyvek

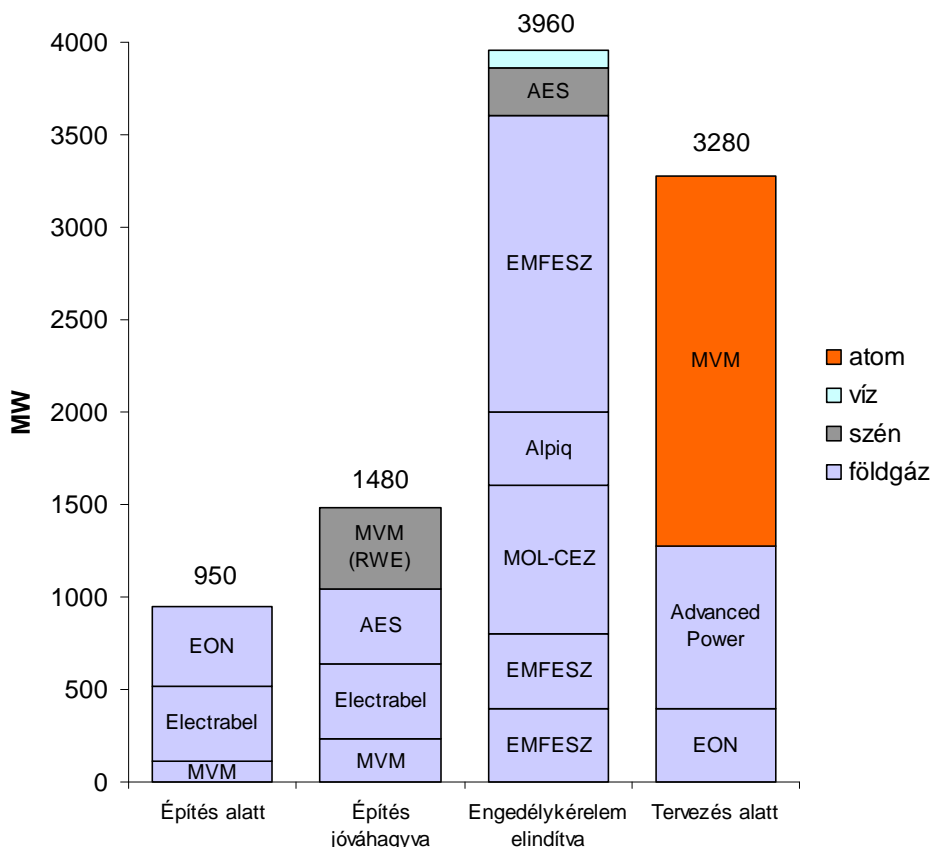
A hazai áramszektorban három nagyerőmű építése kezdődött meg a közelmúltban és jelenleg kb. 15 nagyerőművi beruházás előkészítése, tervezése folyik (3. ábra). A 3. ábra alapján jól látható, hogy a még csak tervezési fázisban lévő projektektől az egyre előrehaladottabb (illetve megvalósítása alatt álló) projektek irányába elmozdulva egyre nagyobb arányban találunk a projektek között földgáztüzelésű, barnamezős, illetve az inkumbensek nevéhez köthető beruházási terveket.

A hazai áramtermelő-szektor jövőjének alakulása szempontjából a legnagyobb kérdést természetesen a paksi bővítés terve jelenti. A paksi bővítés megvalósulásának esélyét – illetve megvalósulás esetén annak pontos idejét – az atomerőmű-építésekkel kapcsolatos általános és az állami szerepvállalásból fakadó további bizonytalanságok okán nagyon nehéz megbecsülni.

Ugyanakkor ma ismereteink szerint Magyarország megújuló villamosenergia-termelési potenciálja viszonylag alacsony, s ezért nehezen elképzelhető, hogy nukleáris bázisú villamosenergia-termelés híján Magyarország képes lesz a várhatóan egyre szigorodó CO2 kibocsátás-csökkentési célokat megvalósítani. Ez azt valószínűsíti, hogy az új atomerőművi blokkok legkésőbb a régi paksi blokkok meghosszabbított üzemidejének végére – vagyis a 2030-as évek közepére – megvalósulnak. Mivel a paksi bővítés piaci hatásai nagyon jelentősek, de megvalósulásának ideje nehezen megjósolható, a hazai erőműépítések alakulását a továbbiakban három forgatókönyv mentén vizsgáltuk:

- i) egy olyanban, amelyben a paksi bővítés csúszás nélkül megvalósul, vagyis 2020-ra elkészül az első, majd 2025-re a második blokk is,
- ii) egy olyanban amelyben a paksi bővítés 5 éves csúszással valósul meg, azaz 2025-re felépül az első blokk és 2030-ra elkészül a második blokk is, és végül
- iii) egy olyanban, amelyben a paksi bővítés 10 éves csúszással valósul meg, vagyis az első blokk 2030-ban, a második blokk pedig 2035-ben lép üzembe.

**3. ábra: Az erőmű-beruházási tervek tulajdonosi, valamint tüzelőanyag és előrehaladottsági szint szerinti struktúrája**

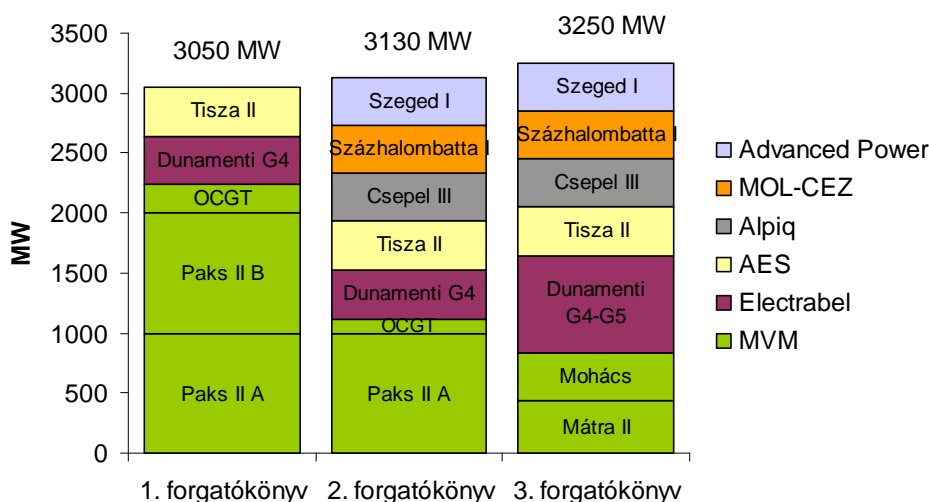


Forrás: Platts 2010 és saját gyűjtés

A 2000 milliárd forint beruházási költségű paksi bővítés finanszírozhatósága nagyon komoly kérdéseket vet fel. A jelenlegi pénz- és tőkepiaci környezetben a paksi fejlesztés vélhetően csak nagyon magas tőkeköltség mellett jutna beruházási forráshoz. A beruházás hatalmas hiteligénye miatt az is kétséges, hogy a többségi tulajdoni jog megtartása mellett az MVM képes lesz-e a Paksi Atomerőmű bővítését önállóan finanszírozni. Ráadásul, az államháztartás jelenlegi állapotában arra is kicsi esély látunk, hogy a magyar állam akár hitelgarancia-vállalás, akár más formában hajlandó vagy képes lenne a paksi beruházás finanszírozási háttérének megteremtésében szerepet vállalni. (Ez egyébként valószínűleg az uniós versenyszabályokkal is ellentétes lenne.) Az atomerőmű-építéssel kapcsolatos általános problémák és a tervezett magyar atomerőmű-építés finanszírozása körüli kérdőjelek miatt a paksi bővítés elhalasztását, vagyis a fenti forgatókönyvek közül a 3. forgatókönyv bekövetkezését tartjuk a legvalószínűbbnek.

A paksi bővítés idejével kapcsolatos várakozások döntő hatással lesznek a hazai erőmű beruházási tervek megvalósulásra. Az egyes megvalósulási forgatókönyvek ráadásul nemcsak a „kiszorítási” hatás, hanem például az erőműpark szerkezetére vagy az MVM más erőművi projekteken való részvételi készségére gyakorolt hatásai tekintetében is differenciáltak. Az utóbbi hatások tekintetében elsősorban az 1./2. és a 3. forgatókönyvek között van lényeges különbség. Ha az új paksi blokkok még a régi paksi blokk leállása előtt kezdenek el működni (1. és 2. forgatókönyv), akkor jelentős alaperőmű-kapacitás növekedés következik be a 2020 és 2035 közötti években. Ez minimálisra csökkenti annak az esélyét, hogy a magas beruházási igényű – de az atomerőműveknél magasabb változó költségű – szenes erőművek a befektetés megtérüléséhez szükséges kapacitáskihasználtsággal tudjanak működni. E projektek megvalósulási esélyét tovább csökkenti az a tény, hogy az atomerőmű-beruházás pénzügyi terhei miatt az MVM nem lesz képes további magas fix költségű erőműprojekteket – tehát többek között az RWE-vel közösen tervezett Mátra II lignittüzelésű erőmű – társfinanszírozásban részt venni. Ezért az 1. és 2. forgatókönyvben azt valószínűsítjük, hogy a 2025-ig jelentkező kapacitásigények fedezésére az atomerőművi blokk(ok)on kívül csak földgáztüzelésű erőművek létesülnek (4. ábra). Ezek főként menetrendtartási funkcióra tervezett kombinált ciklusú gázturbinás erőművek (CCGT) lesznek, de a csúcsgigények növekedése, az új atomerőművi blokk nagy egységteljesítménye és a szélerőművek terjedése indokoltta teheti csúcs- és tartalékerőművi funkciót betöltő nyílt ciklusú gázturbinás erőművek (OCGT-ék) telepítését is (4. ábra). Az OCGT erőművek bevétel oldali kockázatai részben az alacsony óraszámú működésből, részben a szabályozási piac keretfeltételeinek hosszú távú alakulása körüli bizonytalanságokból fakadnak. E kockázatokkal szemben egyedül csak a rendszerirányítót tulajdonló MVM rendelkezik egyfajta „természetes fedezettel”. Ez azt valószínűsíti, hogy a most létesülő Bakonyi OCGT-hez hasonlóan, OCGT erőművek a jövőben is csak az MVM részvételével fognak épülni (4. ábra).

4. ábra: Erőműépítési forgatókönyvek (2010-2025)



Forrás: saját számítás

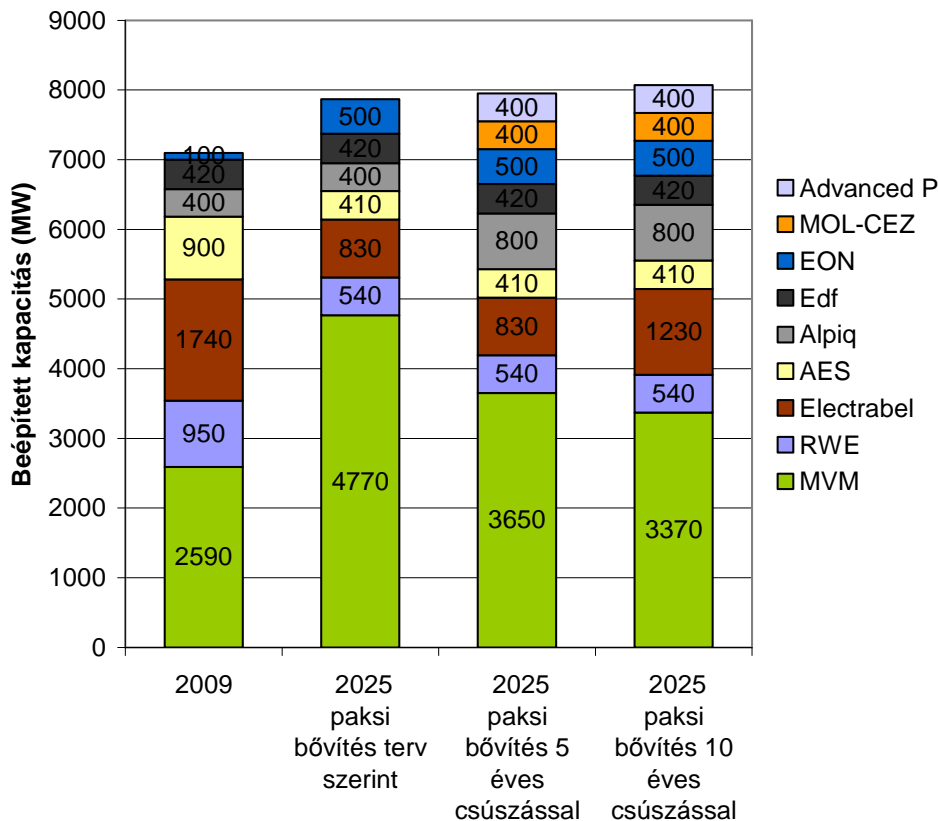
Az általunk legvalószínűbbnek tartott 3. forgatókönyvben az új atomerőművi blokkok a régi blokkok üzemidejének végére – és így az előrejelzési időszakon kívül – készülnek el. A paksi bővítés „elhalasztása” a többi erőmű-beruházási projekt jövőjét illetően az alábbi következményekkel járhat. Egyrészt, mivel az új atomerőművi blokkok ebben az esetben nem eredményeznek nettó kapacitásnövekedést, megnő az esélye a szenes alaperőmű-fejlesztési tervek megvalósulásának. Másrészt, az atomerőművi projekt elhalasztása teret nyit az MVM számára más erőművi projektben való részvételre. A várhatóan egyre szigorodó klímapolitika és a karbon leválasztási és tárolási technológia életképessége körüli bizonytalanságok miatt a szenes erőművi beruházások azonban továbbra is kockázatosak maradnak. Ezért a tervezőasztalon lévő két szenes projekt közül az atomerőmű-építés elhalasztása esetén is csak egy projekt megvalósulásával számolunk. A Mátra II erőmű felépülésének az előkészítés előrehaladottabb fázisa, az MVM részvételi hajlandósága és a hazai lignitvagyon felhasználásból eredő kisebb tüzelőanyag-ár kockázat miatt nagyobb esélyt adunk. A kapacitásigények fedezésére a 3. forgatókönyvben tehát elsősorban CCGT erőművek fognak épülni (4. ábra). A CCGT projektek közül azok megvalósulásának adunk nagyobb esélyt, amelyek barnamezős beruházások és amelyek előkészítése előrehaladottabb fázisban van (3. és 4. ábra). E projektek közül várhatóan legalább egy az MVM részvételével épülne fel. A rugalmasan vezérelhető kapacitások nagyobb aránya miatt ebben a forgatókönyvben nem számoltunk nyílt ciklusú gázturbinás erőművek telepítésével.

#### Piaszerkezeti forgatókönyvek

A piacszerkezet jövőbeli alakulásának lehetséges forgatókönyvei a leselejtezésekre és az üzemidő-hosszabbításokra vonatkozó prognózisok és a fentebb bemutatott erőműépítési forgatókönyveken alapulnak. Az első erőműépítési scenárió megvalósulása esetén az MVM piaci részesedése jelentősen, a második, illetve harmadik esetén csak kisebb mértékben nő (5. ábra). Ugyanakkor a mai állapot szerint a második, a harmadik és a negyedik legnagyobb erőművi kapacitással rendelkező termelővállalatok – azaz az Electrabel, az RWE és az AES –

piaci részesedései jelentősen csökkennek mind a három erőműépítési forgatókönyvben. Ez részben abból adódik, hogy e három vállalat az MVM-nél öregebb, illetve rövidebb élettartamú erőművekkel rendelkezik, amelyek zömét 2025-ig leállítják. Ezzel szemben az MVM összesen 2590 megawattnyi erőművi kapacitása közül 2025-ig csak a 240 MW-os Oroszlányi Erőmű kerül leselejtezésre.

5. ábra: Az áramtermelő-szektor tulajdonosi összetétele 2009-ben és 2025-ben

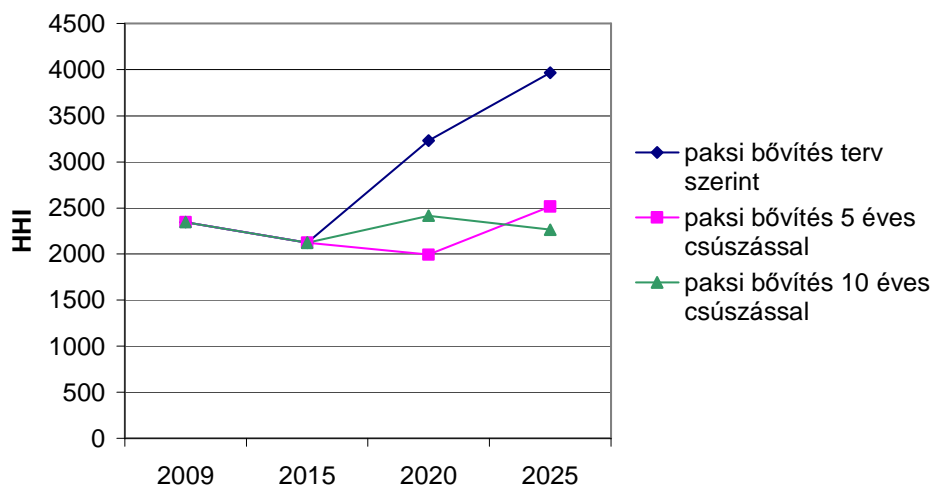


Forrás: saját számítás

A tulajdonosi struktúra mellett a piaci koncentráció alakulására is előrejelzést készítettünk (6. ábra). A Herfindahl-Hirschman index mutató értékei a nagyerőművi szektorra vonatkoznak, annak kiszámításban sem a kis és megújuló erőműveket, sem az importot, sem az MVM Mátrai és Csepeli Erőművekkel fennálló – és vélhetően 5 éven belül lejáró – hosszú távú szerződéseit nem vettük figyelembe. Amint látható, a paksi bővítés korai megvalósulása a piaci koncentráció nagymértékű emelkedéséhez vezetne. A HHI mutató értéke a jelenlegi 2350-ös szintről 2020-ra 3230-ra, 2025-re pedig 3960-ra nőne. Ha a paksi bővítés 5 éves csúszással valósul meg, akkor a HHI az előrejelzési időszakban nem változik számottevően, értéke a 2000 és 2500 közötti sávban marad. A legnagyobb szereplő piaci részesedése az előrejelzési időszak végére még ebben a forgatókönyvben is nő, de a következő három legnagyobb vállalat – korábban ismertetett okokból bekövetkező – részesedés-csökkenése ezt ellensúlyozni tudja. A piaci koncentráció alakulása szempontjából a második és harmadik

forgatókönyvek nem különböznek jelentősen egymástól. Ez arra vezethető vissza, hogy amennyiben az MVM hosszú időre elhalasztja az új paksi atomerőmű felépítését, akkor várhatóan más erőművi projektek megvalósításában vállal szerepet.

6. ábra: Előrejelzés a piaci koncentráció alakulására 2009-és 2025 között



Forrás: saját számítás

Összességében megállapíthatjuk, hogy az első és második legvalószínűbb erőműépítési forgatókönyv megvalósulása esetén nem történik számottevő változás a hazai áramtermelő-piac koncentrációjában.

Tanulmányunkban a hazai áramtermelő-szektor lehetséges fejlődési útjaira fókuszáltunk. A hazai versenyviszonyokat ugyanakkor jelentős részben a szomszédos országok piaci viszonyai és a nemzetközi kereskedelem lehetőségei fogják meghatározni. A tervezett nemzetközi távvezeték bővítések és a nemzeti árampiacok működési környezetének összehangolására tett uniós erőfeszítések hosszú távon mind a piaci integráció mélyülésének irányába hatnak. Mindez azt vetíti előre, hogy a hazai árampiac versenyviszonyai még a belföldi termelő piaci koncentráció változatlansága mellett is javulni fognak.

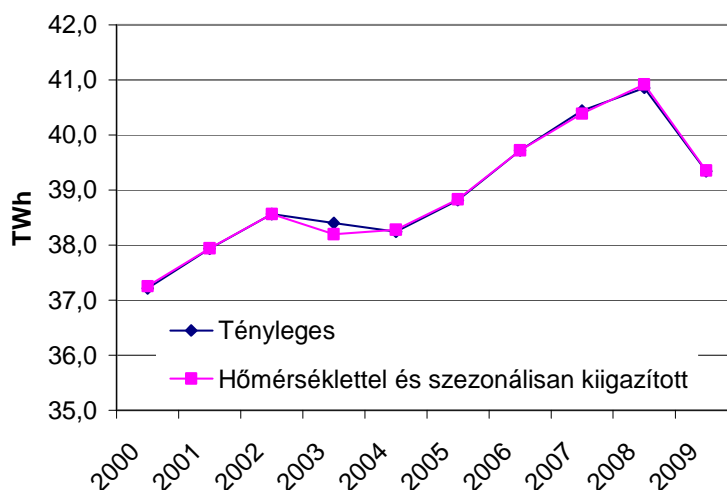
## I. Helyzetkép 2010

A tanulmány első fejezetében rövid áttekintést nyújtunk a villamosenergia-piac jelenlegi helyzetéről. Ennek keretében bemutatjuk a szabályozási környezet legfontosabb elemeit, áttekintjük a kínálati és keresleti oldal jellemzőit, értékeljük a nagykereskedelmi piacok teljesítményét, és áttekintjük az erőművi beruházások alakulását a piacnyitás óta eltelt időszakban.

### I.1. Villamosenergia-kereslet

Magyarország villamosenergia-felhasználását 2000 és 2007 között átlagosan évi 1,2 százalékos bővülés jellemezte. A gazdasági válság elmélyülésével a villamos energia iránti igény is jelentősen visszaesett. Év-év alapon az ország villamosenergia-felhasználása 2009-ben 3,8 százalékkal csökkent. A 2009-ben realizált 39,4 TWh nagyságú fogyasztás nagyjából a három évvel korábbi szintnek felel meg. A hazai villamosenergia-felhasználás 2009 utolsó negyedéve óta újra növekvő tendenciát mutat.

1. ábra: A magyar villamosenergia-fogyasztás alakulása (2000-2009)

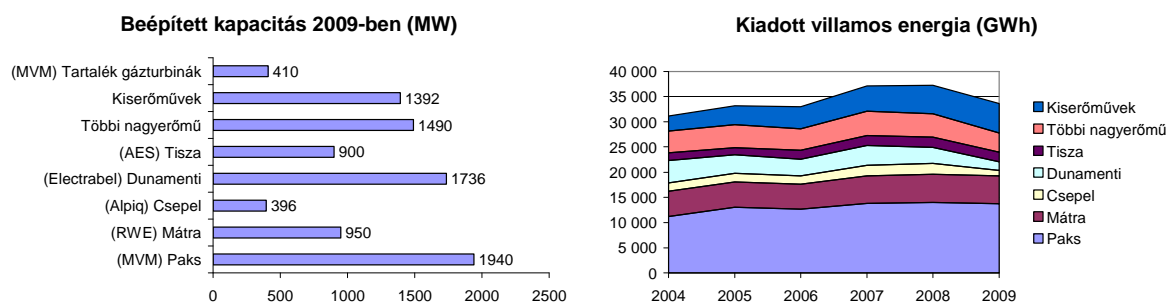


Forrás: MAVIR és saját számítás

### I.2. Erőművi kínálat

A hazai erőműtársaságok 2009-ben összesen 9200 MW termelő kapacitással rendelkeztek. Figyelembe véve az éves csúcsfogyasztás nagyságát – ez 2009-ben 6380 MW volt –, a hazai erőművek kapacitásai bőségesen elegendőek a belföldi igények biztonságos kielégítéséhez.

2. ábra: A hazai erőművek teljesítőképessége és áramtermelése



Forrás: MEH, saját számítás

Megjegyzés: Kiserőművek = 50 MW-nál kisebb kapacitású erőművek

Mind teljesítőképesség, mind áramtermelés alapján a legnagyobb hazai erőmű a Paksi Atomerőmű, amely az összes hazai kapacitás közel egynegyedét és az összes belföldi termelés 40%-át adja. A villamosenergia-termelés nagysága alapján a második legjelentősebb erőmű az RWE tulajdonában lévő lignittüzelésű Mátrai Erőmű. Az alaperőműként üzemelő Paksi és Mátrai erőművek együttesen a teljes belföldi áramtermelés 50-55 százalékát biztosítják. A hazai árampiacon működő összesen mintegy 1600 MW kombinált ciklusú erőmű (CCGT) közül a legnagyobb az Alpiq irányítása alatt működő, 400 MW teljesítőképességű Csepeli Erőmű. A Csepeli és a többi gáztüzelésű erőmű kibocsátása a kedvezőtlen árviszonyok – alacsony áramár, magas gázár – hatására az elmúlt évben jelentősen visszaesett. A Paksi, a Mátrai és Csepeli erőművek teljes kínálatukat hosszú távú szerződések keretében az MVM csoport részére értékesítik. (A Mátrai Erőmű két régi blokkja az MVM Partner, három újabb blokkja pedig az MVM Trade számára értékesít.) Az Electrabel csoporthoz tartozó Dunamenti és az AES-hez tartozó Tiszai erőművek – a Dunamenti erőműben lévő CCGT egységek kivételével – elsősorban menetrendtartó, csúcserőművi illetve szabályozó erőművi funkciókat látnak el. Az 50 MW-nál nagyobb beépített teljesítőképességű nagyerőművek közül termelésük alapján jelentősnek mondható még a Vértesi, a Budapesti és a Debreceni erőművek. Ezek közül az EDF tulajdonában lévő Budapesti, és az EON-hoz tartozó Debreceni erőművek termelésük jelentős részét szabályozott áron, a kötelező átvételi rendszerben keretében értékesítik. A több száz kiserőmű nagyobbik része gázmotoros és gázturbinás kapcsolt egységekből, kisebbik része pedig megújuló erőforrással működő kapacitásokból áll. Az elmúlt években dinamikusan fejlődő kiserőművi szektor a kötelező átvételi rendszer keretében értékesíti a termelt villamos energiát.

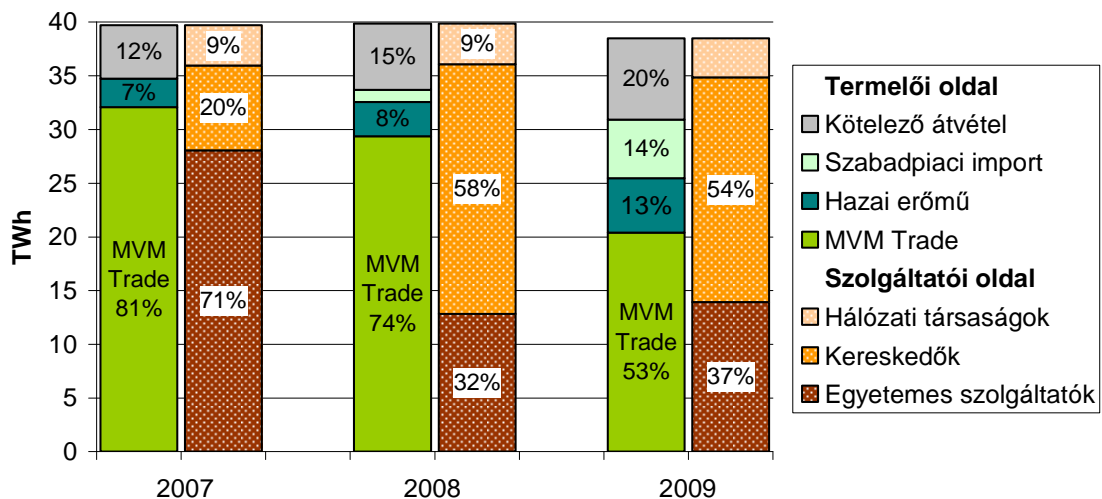


## I.3. Termelői és nagykereskedelmi verseny

### I.3.1. Piacszerkezet

A 2007-ben elfogadott új villamosenergia-törvény (továbbiakban: VET) lényegesen átalakította a villamosenergia-kereskedelem jogszabályi kereteit. Az uniós szabályozással összhangban a VET minden fogyasztóra kiterjesztette a szabad szolgáltató választás jogát és megszüntette a kötött beszerzési útvonalon alapuló közüzemi ellátási rendszert. Az VET egyúttal létrehozta az egyetemes szolgáltatás rendszerét, amely a háztartások, valamint az üzleti felhasználók egy szűkebb köre számára továbbra is fenntartja a hatósági áras a villamosenergia-vásárlás lehetőségét. Az egyetemes szolgáltatók szabadon választhatják meg nagykereskedelmi szállítójukat, de beszerzési áraik hatóságilag maximáltak.

3. ábra: A nagykereskedelmi áramértékesítés szerkezete

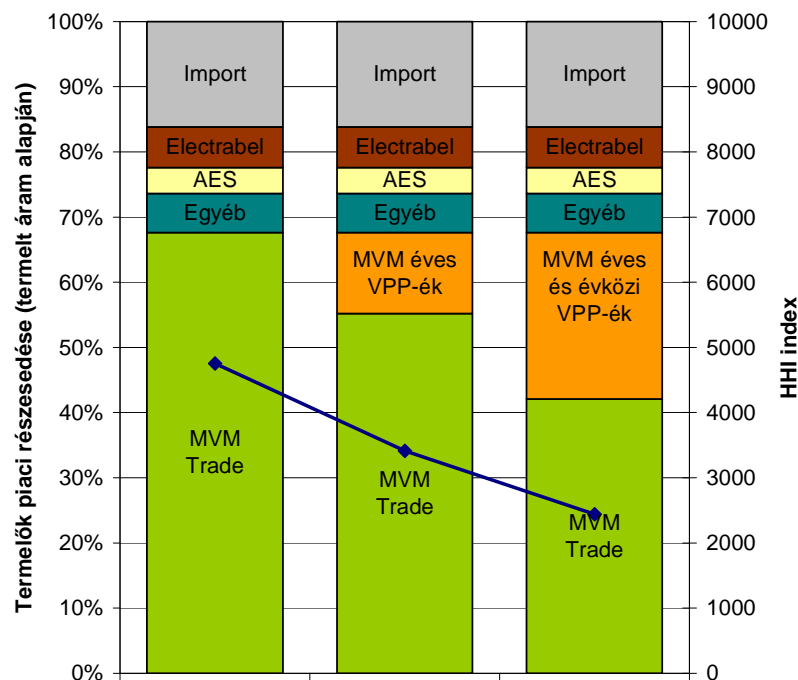


Forrás: MEH, MAVIR, MVM, saját számítások

A 2008-as modellváltás következtében a piaci árazású nagykereskedelmi vásárlások részaránya egy év alatt 20%-ról 67%-ra nőtt. Míg korábban csak a szabadpiacot választó fogyasztók kereskedői, addig 2008-tól az összes dereguláció által érintett fogyasztó kereskedője (58%), továbbá a hálózati veszteség pótlására vásárló elosztóvállalatok (9%) is piaci alapon vásárolják a nagykereskedelmi villamos energiát (3. ábra). A hatósági árazású fogyasztókat ellátó és hatósági árplafon mellett vásároló egyetemes szolgáltatók (korábban közüzemi szolgáltatók) részesedése 71%-ról 32%-ra csökkent. Egy 2008-as szabálmódosítás bővítette az egyetemes szolgáltatásra jogosultak körét, melynek következtében az egyetemes szolgáltatók vásárlásainak részesedése a nagykereskedelmi piacon 2009-ben 37%-ra nőtt.

A nagykereskedelmi piac kínálati oldalán 2008-ban nem történt jelentős változás. A korábbi időszakból örökölt – és az új szabályozási rezsim által is kezeletlenül hagyott – hosszú távú szerződések (HTM-ek) következtében a piacot 2008-ban is az MVM nagyfokú dominanciája jellemezte. A belföldi nagykereskedelem háromnegyede a modellváltás évében is az MVM-en keresztül bonyolódott. Fontos változások történtek ugyanakkor 2009-ben. Egyrészt csökkent az MVM HTM-es portfoliója, miután a régi HTM-ek közösségi versenyjoggal ellentétes voltát megállapító EU bizottsági határozat megjelenését követően az MVM a korábbi szerződéses partnerei közül a Dunamenti és a Tiszai erőművekkel 2008 végén nem kötött új szerződéseket. Ennek nyomán az MVM-hez köthető villamosenergia-értékesítés hozzávetőlegesen évi 4- 5000 GWh-val csökkent, a független termelői kínálat pedig ugyanennyivel nőtt. Másrészt tovább emelkedett a kötelező átvételű termelés részaránya, miután egy szabálmódosítás következtében a nagy kapcsolt erőművek (Budapesti Erőmű és Debreceni Erőmű) is a szubvencionált kötelező átvételi szabályozás hatálya alá kerültek. Végül a gazdasági válság következtében visszaeső nemzetközi áramárak a villamosenergia-import nagyarányú növekedéséhez vezettek. E három tényező együttes hatására az MVM piaci súlya jelentősen, az előző évi 74%-ról 54%-ra csökkent.

4. ábra: Termelői piackoncentráció, 2009



Forrás: MEH, MAVIR, MVM, saját számítások

A kínálat szerkezetében bekövetkező kedvező változások ellenére a termelői/nagykereskedelmi piac erősen koncentrált maradt. Attól függően, hogy hogyan vesszük figyelembe az MVM által tartott kapacitásárverések kínálatát, a Herfindahl-

Hirschman index értéke 2500 és 4700 között mozog (4. ábra). Az inkumbens nagykereskedőt jogszabályok kötelezik arra, hogy lekötött kapacitásai egy részét időről-időre transzparens módon, ún. virtuális kapacitásárveréseken (VPP) értékesítse. Az MVM 2008-ban összesen 10,3 TWh, 2009-ben pedig 8,6 TWh villamos energiát értékesített VPP-árveréseken. Mivel a VPP-árverések bizonytalanná teszik a piaci koncentráció meghatározását, a HHI indexet három megközelítésben is kiszámoltuk. Az első megközelítés szerint mivel az inkumbens maga határozza meg a VPP-árverések kínálatának szerkezetét – többek között a termékek összetételét és rendelkezésre bocsátásnak idejét – a VPP-kínálatot nem kell a koncentrációs mutató kiszámolásakor figyelembe venni. A másik – szintén szélsőségesnek tekinthető – megközelítésben a teljes VPP kínálatot az MVM egyéb értékesítéseitől elkülönítetten kell kezelni. Végül a közbülső – és véleményünk szerint egyben a legkorrektebb – megoldás az, hogy a tárgyévet megelőzően értékesített VPP termékeket elkülönítetten, de a tárgyév során rendelkezésre bocsátott VPP-kapacitásokat az MVM kínálatának részeként vesszük figyelembe. Emellett az szól, hogy az árampiacon a következő évi szállításra vonatkozó határidős erőművi termékek piacának kiemelt jelentősége van. Abból adódóan ugyanis, hogy a végfelhasználói szerződések zömét egy naptári évre, a tárgyévet megelőző hónapokban kötik, a kiskereskedelmi piaci folyamatokat elsősorban ezen termékek piaci viszonyai határozzák meg. (Ezért az évközben értékesítésre bocsátott VPP-termékek, még ha bővítik is a rövidtávú nagykereskedelmi piacok kínálatát, a kiskereskedelmi piacra nincsenek lényegi hatással.) A HHI mutató értéke a VPP-termékekre alkalmazott közbülső megoldás mellett 3550-nek, a két szélsőséges megközelítésben pedig 4650-nek, illetve 2450-nek adódik.<sup>1</sup> A koncentrációs elemzés alapján megállapíthatjuk, hogy a hazai árampiac az Electrabel és az AES Tisza erőművek hosszú távú szerződéseinek megszűnését követően és MVM által rendezett VPP árverések mellett is erősen koncentrált maradt.

### **I.3.2. Árak a piac deregulált szegmensében**

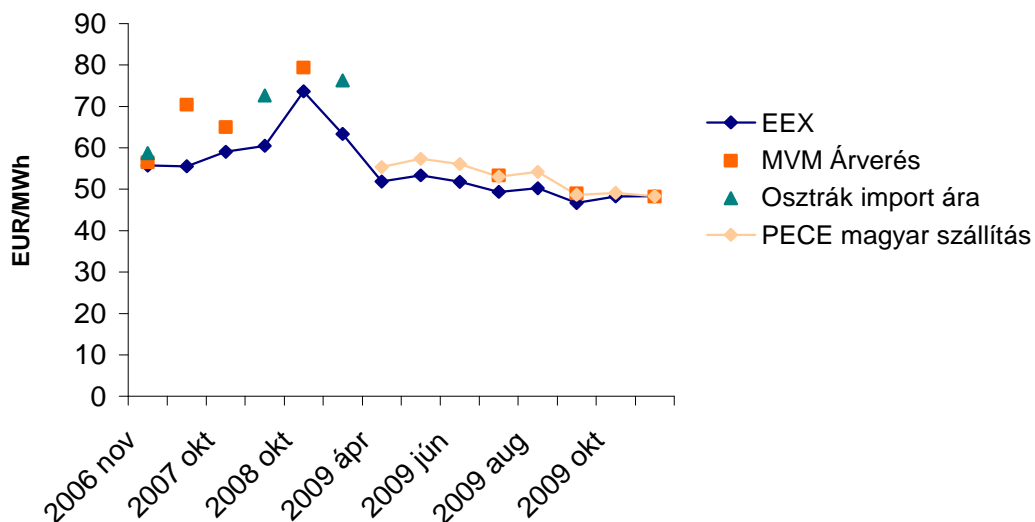
A határidős zsinórszállítások árfolyamának folyamatos nyomon követésére a hazai árampiacon csak a prágai áramtőzsde magyar szekciójának 2009 tavaszi megnyitása óta van lehetőség. Az ezt megelőző időszak nagykereskedelmi árait a virtuális kapacitásárverések eredményei, valamint a határkeresztező kapacitások egyensúlyi árai alapján következtettünk (5. ábra).

---

<sup>1</sup> Az importszállítások és a VPP termékek figyelembevétele során azzal a feltevéssel éltünk, hogy azok három egymástól és az áramtermelő piac többi résztvevőjétől is független szereplő között oszlanak meg. Ez minden bizonnyal lefele torzítja a koncentrációra vonatkozó becsléseinket, hiszen egészen biztos, hogy az import és a VPP termékek egy bizonyos része fölött a termelői érdekeltségekkel is bíró piaci szereplők rendelkeznek. Számításinkat az is lefelé torzítja, hogy adatkorlátok miatt az MVM piaci részesedését az egykori közüzemi nagykereskedő MVM Trade kereskedelmi adatai alapján számítottuk. Ez alulbecsüli az MVM csoport valós piaci részesedését, hiszen nem tartalmazza a termelői piacon szintén jelentős érdekeltségekkel rendelkező MVM Partner adatait.

A magyar piac nagykereskedelmi árai a piacnyitás előestéjétől kezdődő közel két évig tartó időszakban jelentősen elszakadtak a közép-európai régióban irányadónak számító német piac áraitól. A magyar és a német piac árai közötti spread 2007 júliusa és 2008 decembere között 8-15 EUR/MWh körül mozgott, vagyis ebben az időszakban a magyar piac 20 százalékkal volt drágább a német piacnál. A hazai árak „elszabadulása” elsősorban az inkumbens nagykereskedő piaci dominanciájára, illetve a dominancia kezelésére vonatkozó kormányzati intézkedések hiányára/elégtelenségére vezethető vissza.

5. ábra: A zsinóráram határidős árának alakulása a magyar és a német árampiacon



Forrás: EEX, PECE, MAVIR, MVM, saját számítás

Miután a nagykereskedelmi árak deregulációjára az MVM HTM-es portfóliójának átalakítása nélkül került sor, az inkumbens a piacnyitást követően nagyon erős piaci hatalommal bíró szereplővé vált. Az piaci erőfölény kezelésére hivatott virtuális kapacitásárverési program szabályozási kereteinek kidolgozása ugyanakkor csak jelentős késlekedéssel és ellentmondásosan valósult meg. Az Energiahivatal nagykereskedelmi piacra vonatkozó jelentős piac erőfölény (JPE) határozata csak 2008 júniusában jelent meg, így a 2008-as szállításokra vonatkozóan az MVM szabadon dönthetett arról, hogy lekötött forrásai közül mekkora részhez biztosít transzparens hozzáférést és mekkora részt értékesít bilaterális szerződések keretében. A villamosenergia-árak felhajtásához az a kormányzati intézkedés is szerepet játszott, amely az MVM számára preferenciális hozzáférést biztosított az importszállítások szempontjából kulcsfontosságú szlovák-magyar határkeresztesző kapacitáshoz, s amelynek következtében a többi piaci szereplő ezen a határmetszéken 2008-ban nem juthatott éves szállítási joghoz.

A 2008-as JPE-határozat az MVM számára pusztán a következő évi árverés értékesítések összmenységét állapította meg, ugyanakkor az értékesítés egyéb körülményeiről nem rendelkezett. A szabályozás hiányosságait kihasználva az inkumbens az előírt termékvolumen

jelentős részét – mintegy 30%-át – csak 2009-ben, a szállítási év során vitte piacra, ráadásul az árverések kínálatában jelentős arányt képviseltek – közel 30%-ot – a nem szabványos termékek. Így hiába teljesültek a JPE határozat előírásai – és növekedett meg a transzparens módon értékesített nagykereskedelmi villamos energia aránya –, a kedvezőtlen termékstruktúra miatt az árverési program versenyélénkítő hatása 2008-ban is korlátozott maradt.

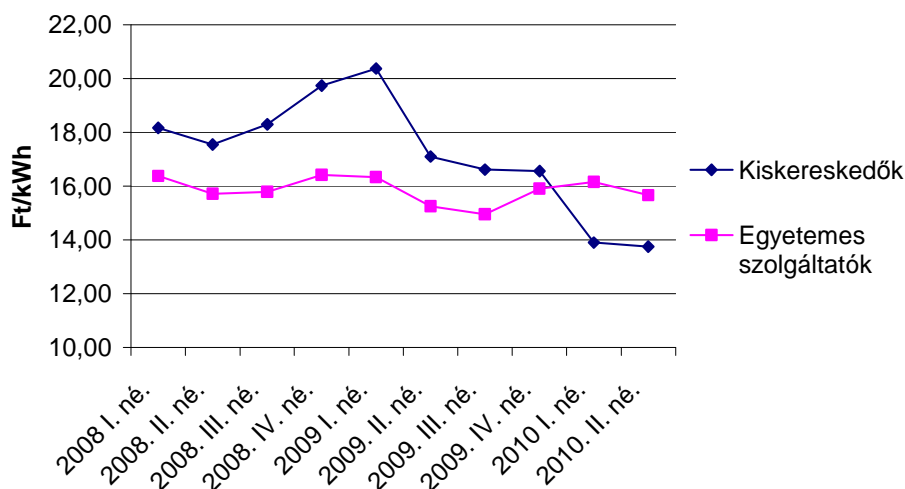
Elsősorban a gazdasági válság hatására visszaeső keresletnek betudhatóan a magyar és a német áramárak különbözete 2009 folyamán fokozatosan csökkent, mígnem 2009 novemberében teljes eltűnt. A nagykereskedelmi verseny erősödésében a belső kereslet szűkülése mellett – az ugyancsak a válság hatására – növekvő nemzetközi kínálat, a piaci koncentráció csökkenése (a Dunamenti és Tiszai szerződések megszűnése nyomán) és a virtuális kapacitás-árverések terén tapasztalható pozitív változások (bővülő és kiszámíthatóbb termékkínálat) is szerepet játszottak. A regionális tendenciákat követve a magyar határidős áramárak 2010 januárjától kezdődően a német határidős árak alá süllyedtek.

### **I.3.3. Árak a piac árszabályozott szegmensében**

Míg a piacnyitás első szakaszában minden fogyasztó számára biztosított volt a szabályozott árú áramvásárlás lehetősége, addig a 2008 óta ezzel az opcióval már csak az egyetemes szolgáltatásra jogosult fogyasztók élhetnek. Egyetemes szolgáltatásra 2008-ban a lakossági fogyasztók valamint a 3\*50 A-nál nem nagyobb csatlakozási teljesítményű nem lakossági felhasználók voltak jogosultak. Az egyetemes fogyasztók villamos energia fogyasztása 2008-ban elérte a 12,8 TWh-t, ami a teljes hazai felhasználás 32%-ának felel meg. A VET módosítása nyomán 2009-ben a 3\*63 A-nál nem nagyobb csatlakozási teljesítményű felhasználók és a közintézmények is bekerültek a hatósági áras szolgáltatásra jogosultak körébe. Ezzel az egyetemes fogyasztói kör éves fogyasztása 2009-ben 13,9 TWh-ra nőtt, és a hazai összes felhasználáson belüli részaránya elérte 37%-ot (6. ábra). Az egyetemes szolgáltatást az egykori közüzemi szolgáltatók utódvállalatai végzik.

Az egyetemes szolgáltatói tarifák szabályozása a beszerzési ár és a kiskereskedelmi árrés maximális értékének meghatározásán keresztül történik. A szabályozás 2008-ban és 2009-ben az egyetemes szolgáltatásra vonatkozó árszabályozási rendeletekben és a nagykereskedelmi JPE határozatokon keresztül valósult meg. A JPE határozatok árplafont határoztak meg az MVM egyetemes szolgáltatók felé történő áramértékesítéseire, az árszabályozási rendeletek pedig az árplafon aktuális értékéhez igazították, hogy az egyetemes szolgáltatók maximálisan mekkora nagykereskedelmi árat számolhatnak el a végfelhasználói tarifáikban. Az árplafon értékét egy olyan árképlet szabályozta, amely a 2008-ban megállapított kiinduló árat a hatósági gázár változásához indexálta.

6. ábra: Az egyetemes szolgáltatók és kiskereskedők átlagos beszerzési árai



Forrás: MEH

A hatósági árplafon következtében az egyetemes szolgáltatók 2008-ban és 2009-ben lényegesen alacsonyabb áron jutottak villamos energiához, mint a kiskereskedelmi piac többi, a piaci árazású felhasználói kört ellátó szereplője. A kiskereskedők átlagos beszerzési ára 2008-ban 2,4 Ft/kWh-val, 2009-ben pedig 2 Ft/kWh-val volt magasabb az egyetemes szolgáltatókénál. A hatósági árszabályozás legfőbb eredménye az volt, hogy megvédte az egyetemes fogyasztókat attól az indokolatlan mértékű nagykereskedelmi áremelkedéstől, amivel a szabadpiaci fogyasztóknak 2008 és 2009 folyamán szembe kellett nézniük. A beavatkozás ugyanakkor hátrányosan hatott a nagy- és kiskereskedelmi piacok fejlődésére, hiszen akadályt gördített az elé, hogy verseny alakulhasson ki az egyetemes szolgáltatók kiszolgálásáért.

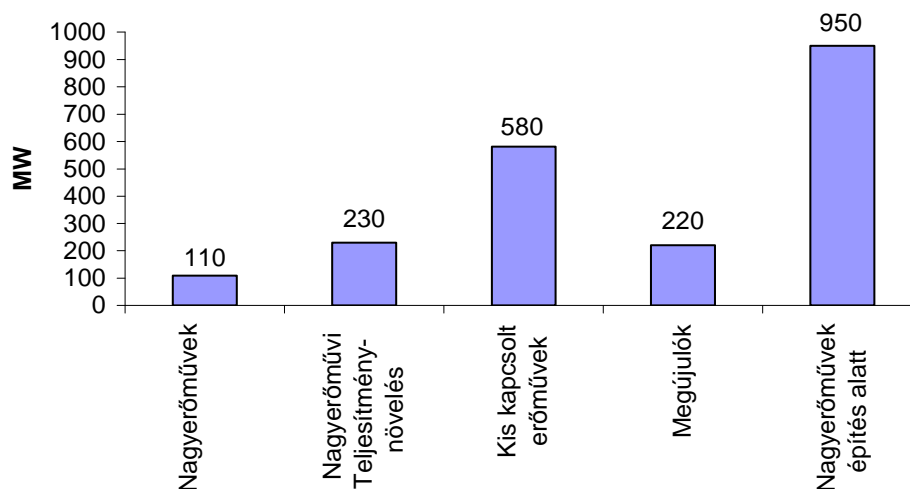
2010-től új alapokra helyezték az egyetemes szolgáltatók beszerzési árának megállapítását. Az egyetemes szolgáltatók tárgyévi beszerzési árát két tényező: egyrészt a lipcsei tőzsde tárgyévre vonatkozó zsinórszállítású termékének második félévi jegyzési árai, másrészt az MVM virtuális kapacitás árveréseinek eredményei alapján határozzák meg. A szabályozás módosítását követően megfordult a korábbi tendencia, és jelenleg az ESZ-ek elismert legmagasabb beszerzési ára jó 2 Ft/kWh-val magasabb, mint a nagykereskedelmi piac piaci árazású szegmensében uralkodó ár (6. ábra).

## I.4. Erőművi beruházások 2003-2009

A 2003-as piacnyitás óta eltelt 8 évben mindössze egy új nagyerőmű épült Magyarországon, a kereskedelmi üzemét 2004-ben megkezdő 110 MW-os Újpesti Erőmű (7. ábra). Teljesítménynövelő átalakítást három erőműben (Paks, Mátra, Tisza) hajtottak végre, amely

összesen 230 MW nagyságú kapacitásbővülést eredményezett. Ezek az adatok megerősítik, hogy a 2003 és 2007 között működő hibrid piac modell kifejezetten kedvezőtlen környezetet teremtett a piaci alapú erőműépítések számára. Az erőművi piacra belépni kívánó új szereplő számára ugyanis vagy a hosszú távú áramvásárlási szerződésai révén fölös kapacitásokkal rendelkező MVM, vagy az alapvetően forráshiányos, de a fogyasztók közüzemi és szabadpiaci szegmensek közötti szabad vándorlása miatt hullámzó nagyságú szabadpiac jelentette a potenciális felvevő piacot. A nagyerőművi fejlesztések elmaradása részben e torz piaci viszonyok számlájára írható.

7. ábra: Erőművi beruházások 2003-2009



Forrás: saját számítás

Dinamikusan fejlődött ugyanakkor a kötelező átvételi rendszer révén ártámogatásban részesülő 50 MW alatti kiserőművi szegmens. A beruházók elsősorban a gáztüzelésű gázmotoros és gázturbinás kiserőművek építését preferálták, az új megújuló erőművek száma jóval szerényebb mértékben gyarapodott – az 580 MW gáztüzelésű egység mellett mindössze 220 MW nagyságú megújuló erőmű létesült. Az utóbbiak zömét szélerőművek teszik ki, amelyek beépített kapacitása 2009 végén elérte 190 MW-ot. (Az üzembe helyezett szélerőművek kapacitása 2010 szeptemberében 295 MW volt).

A közelmúlt kedvező iparági változásai – elsősorban a közüzemi rendszer felszámolása és az MVM piaci hatalmának csökkenése – úgy tűnik komoly lökést adtak a nagyerőművi fejlesztések megvalósulásának. 2008-tól kezdődően mintegy 950 MW nagyságú nagyerőművi kapacitás építése kezdődött meg. A Dunamenti Erőműben az egyik kondenzáció blokk átalakításával egy 400 MW-os CCGT erőművet fejlesztenek. A Dunamenti G3-nak nevezett blokk átadása 2011-re várható. Szintén 2011-ben kezdi meg kereskedelmi üzemét az EON által épített, 433 MW-os Gönyüi erőmű. A Bakonyi Erőmű telephelyén pedig két egyenként 58 MW-os nyílt ciklusú gázturbinát létesítenek, amelyek várhatóan 2010 végétől kezdenek el üzemelni.

## **II. Az áramtermelő-szektor jogi és szabályozási környezete 2010 után**

---

Ez a fejezet kitekintést nyújt az áramtermelő-szektor jogi és szabályozási környezetének elkövetkező évekbeli alakulására. A fejezet első részében az ágazati szabályozással, második részében pedig az ágazatot érintő környezetvédelmi szabályozásokkal foglalkozunk.

### **II.1. Ágazati szabályozás**

A hazai szabályozási környezet alakulását alapvetően az egységes uniós villamosenergia- (és földgáz-) piac megteremtésére irányuló uniós szabályozás határozza meg. A potenciálisan versenyző szegmensekben (termelés, kereskedelem, szolgáltatás) a liberalizáció és dereguláció, a tradicionálisan monopol hálózatos tevékenységekben (átvitel és elosztás) a tevékenységszétválasztás és re-reguláció jelentette a fő szabályozási irányt. A fő szabályozási cél egyértelműen a versenyképesség növelése volt, az ellátásbiztonság fontossága érezhetően hátrébb sorolódott. Az elkövetkezőkben ehhez a szabályozási fősodorhoz kapcsolódó részletszabályokra koncentrálnunk.

A hazai erőművi beruházások jövőbeni szabályozási környezetét elsősorban a 2009/72/EK villamosenergia-irányelv (a továbbiakban: irányelv), illetve az annak implementációját szolgáló villamosenergia-törvény, továbbá az irányelvhez és a VET-hez kapcsolódó egyéb rendeletek és alsóbb szintű jogszabályok határozzák meg. Mivel a szabályozási hierarchia csúcsán az irányelv áll, ezért az alábbiakban ennek legfontosabb elemeit ismertetjük.

#### **II.1.1. Erőműépítés**

Az erőművi beruházásokra vonatkozó irányelvi szabályozás gyakorlatilag változatlan maradt: alapesetben az engedélyezési, komplikáltabb esetben (ellátásbiztonsági aggályok esetében) a tendereztetési eljárás vonatkozik az új beruházásokra. Az engedélyezési eljárás során gyakorlatilag bármely beruházó által kezdeményezett erőműépítés megvalósulhat, ha az végigmegy egy előre rögzített engedélyezési folyamaton. Ez esetben a megvalósuló beruházások a piaci viszonyoknak és kilátásoknak megfelelően szelektálódnak. Tendereztetés esetében valamely állami szerv (alapesetben a szabályozó hatóság) által meghatározott paraméterekkel (méret, technológia, tüzelőanyag, hatásfok stb.) rendelkező erőmű(vek) építésére kiírt pályázat keretében valósulhat meg az erőműépítés. Ezt az eszközt azonban csak abban az esetben alkalmazhatja adott tagállam, ha az engedélyezési eljárás keretében, piaci alapon megvalósuló erőművi beruházások (illetve keresletoldali szabályozási eszközök) nem elegendők az ellátásbiztonság szavatolásához, illetve ha a környezetvédelem és a kifejletlen technológiák (*infant technologies*) támogatásának szükségessége azt indokolja.



A piacnyitás első szakaszában az erőművi beruházások piaci alapon történő szelekciójába vetett hit igen erős volt. Az energiahordozók áralakulásával, a szén-dioxid kvótaallokációval kapcsolatos bizonytalanságok és a környezetvédelmi megfontolások előtérbe kerülése azonban számos országban a kisebb tőkebefektetéssel járó CCGT blokkok építését ösztönözte, miközben a nagyobb befektetést igénylő, hosszabb megtérülésű alaperőművek építése elmaradt a várakozásoktól. Hosszú távon az engedélyezés keretében, piaci alapon történő erőművi beruházások fenntarthatóságával kapcsolatban több helyütt erős kétségek merültek fel. Az alaperőművi beruházások hiányát bizonyos országok a meglévő atomerőművek üzemidő-hosszabbításával, mások új atomerőművi blokkok építésének támogatásával próbálják áthidalni. Az Egyesült Királyság a kezdeti földgáz alapú erőműfejlesztési hullámot követően jelenleg ellátásbiztonsági aggályokra hivatkozva egy öt lépcsős beruházásösztönzési rendszert dolgozott ki, melyben végső megoldásként a kapacitástenderek kiírása és a beszerzések koordinációjáért felelős központi villamosenergia-vásárló kinevezése/létrehozatala is felmerült. (Az erőművi beruházásokkal kapcsolatos brit tapasztalatokat részletesen tárgyaljuk a tanulmány következő fejezetében).

### **II.1.2. Egyetemes szolgáltatás és árszabályozás**

A hazai lakosság, valamint a kisfogyasztók a hatósági árszabályozáson keresztül a piacnyitás óta védve voltak a piaci versenytől. A közüzemben kötött ellátási útvonal és hatóságilag (rendeleti szinten) meghatározott árak érvényesültek: a közüzemi nagykereskedő (MVM) hosszú távú megállapodások (HTM-ek) keretében vásárolta a villamosenergiát a hazai termelőktől, majd szintén hosszú távú villamosenergia adásvételi szerződéseken (VEASZ-okon) keresztül adta tovább a közüzemi szolgáltatóknak. Az ellátási lánc minden elemére miniszteri rendeletben megszabott árak vonatkoztak (ez alól csak a HTM-es árak voltak kivételek, melyeket – egy átmeneti időszakról eltekintve – az érintett felek megállapodása határozta meg). Az egyetemes szolgáltatásban a hatósági árszabályozás terjedelmében és módszertanában is jóval korlátozottabb formát öltött. Az eleinte erősen diszkrecionális hatósági ármeghatározás fokozatosan a normatív árszabályozás irányába tolódik el. A rendeleti szinten megszabott árképzési szabályok pedig a korábbinál jóval szűkebb fogyasztói körre (lakossági fogyasztókra és kisfogyasztókra) vonatkoznak.

A hatósági árszabályozás visszaszorulása a jövőben valószínűleg tovább folytatódik. Az uniós szabályozás motorjának tekinthető Európai Bizottság tanácsadó szervezeteként működő európai regulátorok szervezete, az ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas) számos alkalommal fogalmazta meg álláspontját a hatósági árszabályozással kapcsolatban. E szerint a hatósági árak korlátozzák a versenyt és veszélyeztetik az ellátásbiztonságot, ennél fogva ellentétesek az egységes európai energiapiac megteremtését szolgáló joganyag céljával és szellemével. A szociálisan hátrányos helyzetben lévő (ún. energiaszegénységben élő), illetve más okból kiszolgáltatott fogyasztók (pl. fogyatékkal élők, idősek) védelmét az ERGEG nem árszabályozáson keresztül, hanem a szociális ellátórendszer igénybe vételével, vagy egyéb kötelezések alkalmazásával javasolja megoldani.

Az utóbbi években az unió számos tagállamában (Franciaország, Spanyolország stb.) visszaszorult a hatósági árszabályozás. Hosszú távon a hazai szabályozásban is a hatósági árszabályozás fokozatos leépülésével számolhatunk.

### **II.1.3. Tevékenységszétválasztás: ITO modell**

A tevékenységszétválasztás terén elért előrehaladás az új irányelv elfogadásakor némileg megtorpant. Az Európai Bizottság által támogatott tulajdonosi szétválasztás megvalósítása nem lett kötelező előírás, csupán választási lehetőség maradt. A vertikálisan integrált társaságok egyben tartását támogató tagállamok (köztük Magyarország) a TSO-k függetlenségének megerősítésével (ITO-modell) elkerülhették a nagy (gyakran erős állami befolyással működő) energetikai társaságok hálózati üzletágának értékesítését. Az ITO-modell (ITO: Independent Transmission Operator) lényegében a jogi szétválasztás szervezeti szétválasztási szabályokkal megerősített változata, mely számos szervezeti megkötésen és ellenőrzési mechanizmuson keresztül próbálja biztosítani a TSO pártatlan működését. A hazai politikai elit tradicionálisan elkötelezett az MVM csoport egyben tartása mellett, így a hazai szabályozás – bár az ITO modell mellett a tulajdonosi szétválasztás lehetőségét is meg kell teremtenie – minden bizonnyal az ITO modell implementációjára rendezkedik be. Ez a szabályozó hatóság számára (a részletszabályok betartatásának ellenőrzésén keresztül) jelentős többletfeladatot eredményez, a MAVIR függetlensége szempontjából azonban vélhetően nem eredményez minőségi változást.

### **II.1.4. Határkeresztező kapacitások és hálózatfejlesztés**

A határkeresztező kapacitások bővítése és a meglévő határmetszék jobb kihasználtsága elengedhetetlen feltétele a nemzeti piacok összekapcsolásának. Az új határmetszék megépítését az irányelv a szabályozott hozzáférés (regulated third party access - rTPA) alóli mentesítés lehetőségének megteremtésével ösztönzi. A mentesítés intézménye azonban kétélű fegyver: hozzájárulhat a határkeresztező kapacitások bővüléséhez, ugyanakkor korlátozhatja a megépülő határmetszékhez való hozzáférést. Az ERGEG a fenti dilemma ismeretében kidolgozott egy módszertant annak érdekében, hogy a mentesítési kérelmek elbírálása során a nemzeti regulátorok azonos elvek mentén, a versenyélénkítés szempontjának maximális érvényesítésével hozzák meg döntésüket. Az így megvalósuló beruházások azonban a természetüknél fogva hosszú ideig csak korlátozott mértékben lesznek képesek hozzájárulni a nemzeti piacokon tapasztalható verseny élénkítéséhez. (Priority Investment Plan)

Az ERGEG regionális kezdeményezései (Regional Initiatives) keretében folyó munka ezért elsősorban a meglévő határmetszék kihasználtságának növelésére, azok ésszerűbb/hatékonyabb allokációjára koncentrál. A közös elveken alapuló kapacitáskalkuláció, illetve a közös allokációs eljárások alkalmazása a határkeresztező

kapacitásokhoz való hozzáférés növelésével, a kiegyenlítő mechanizmusok harmonizálása a kiegyenlítő piacok méretének növelésével próbálja elősegíteni a nemzeti piacok integrációját.

A hálózatfejlesztéssel kapcsolatos uniós szabályozás változása szintén azt célozza, hogy a hálózathasználók igényeit minél jobban figyelembe vevő, adott esetben a határkeresztesző kapacitások növelését eredményező hálózatfejlesztések valósulhassanak meg. A 10 éves hálózatfejlesztési tervek elkészítésekor és annak regulátor általi elbírálásakor figyelembe veendő szempontok rögzítésével (különös tekintettel az uniós szintű hálózatfejlesztési tervvel való összhang megteremtésének szükségességére), a hálózathasználókkal történő konzultációk szükségességének hangsúlyozásával, az elmaradó beruházások esetén alkalmazandó eljárások ismertetésével a jogalkotó határozott lépést tett abba az irányba, hogy a hálózatfejlesztési tervet a piaci igényekhez igazítsa. (A hazai jogszabályokban ugyan ez a szabályozásbeli változás mérsékelt módosítást indukált, hatása mindenképpen érzékelhető lesz.)

A nemzeti piacok összekapcsolása felé mutat az ENTSO-E létrehozatala is, illetve az uniós szintű hálózati szabályzat (network code) és a 10 éves hálózatfejlesztési terv (Ten Year Network Development Plan - TYNDP) kidolgozásának, továbbá ACER-el történő elfogadtatásának szükségessége.

### **II.1.5. Szabályozó hatóság és ACER**

Az új irányelv jelentős mértékben növeli a szabályozó hatóságok függetlenségét és bővíti azok feladatkörét, ugyanakkor az ACER felállításán keresztül a Bizottság megerősíti a tagállami szabályozások feletti kontroll lehetőségét is. Az ACER szerepe azonban nem csak a hatáskörébe utalt véleménynyilvánítási, vagy döntési jogosítványok számával mérhető (az ACER hatáskörébe tartozik többek között az ENTSO működésének felügyelete, ezen belül az uniós hálózati szabályzat (network code) és 10 éves hálózatfejlesztési terv jóváhagyása és a nemzeti regulátor bizonyos döntéseinek véleményezése) hanem a harmadik csomag napi szabályozási gyakorlatba történő átültetésében játszott szerepével. A fix stábbal működő ACER létrehozatalával vélhetőleg felgyorsul az egyes irányelvi, illetve rendeleti előírások közös értelmezését, „aprópénzre váltását” segítő iránymutatások (ún. Framework Guideline-ok) véglegesítése. Az uniós szabályozásban egyre markánsabban jelennek meg ezek az iránymutatások, melyek jelentős mértékben segítik az egységes jogértelmezést és jogalkalmazást, egyúttal csökkentik a tagállamok mozgásterét az irányelvek implementálása során.

A szabályozó hatóságok függetlenségének hangsúlyozott deklarálásával és a rájuk háruló feladatok körének látványos bővítésével a Bizottság vélhetően az uniós szabályozás (tagállami érdekek által kevésbé tompított) érvényre juttatását próbálja elősegíteni. A regulátorra rendkívül széles körű monitoring feladatok hárulnak: a teljesség igénye nélkül ellenőriznie/monitoroznia kell a tevékenységszétválasztás szabályainak betartását, a TSO hálózatfejlesztési tervét (illetve annak végrehajtását), a piacnyitás előrehaladását és a piaci

verseny hatékonyságát, az árak alakulását és a piaci szereplők magatartását, az erőművi beruházások alakulását és az ellátásbiztonság helyzetét, a fogyasztói jogok érvényesülését és a közszolgáltatási kötelezettségek érvényesülését. A számtalan feladat közül talán kettőt szükséges hangsúlyozni: a tevékenységszétválasztással kapcsolatos, rendkívül nagy munkaterhet eredményező (és jelentős emberi erőforrást lekötő) feladatkört, illetve a piaci verseny felügyeletével kapcsolatos, aktív versenypártolási feladatokat.

### **II.1.6. Versenyélénkítés, versenyszabályozás, JPE eljárások**

A hazai versenyélénkítés eszköztárának egyik legfontosabb eleme a jelentős piaci erővel (JPE) rendelkező piaci szereplők azonosítására és azok kötelezésére irányuló eljárás. A Hivatal a piaci szerkezet vizsgálatát és a piaci folyamatok elemzését követően rendszeres időközönként (legalább három évente) értékeli a piaci verseny hatékonyságát. Amennyiben adott piacon a verseny hatékonysága nem kielégítő, akkor a Hivatal a piaci erőfölénnyel rendelkező szereplőre arányos és indokolt súlyú kötelezettségeket (a vizsgált piacoktól függően árkorlátot, költségalapú árképzést, mintaaajánlat-adást, aukciós értékesítést, vagy adatközzételt) róhat ki.

Az eddigi JPE eljárások során a hatóság a nagykereskedelmi piacon az MVM-et azonosította JPE szereplőként, és aukciós kötelezettséget, illetve (az egyetemes szolgáltatók részére történő 2008-2009-es értékesítésekre vonatkozó) árkorlátot rótt ki rá. A HTM-ek felbontását és újratárgyalását követően az MVM piaci ereje ugyan némiképp csökkent, JPE státusa várhatóan változatlan marad. A jelenleg is folyó eljárás során árkorlát újbóli kirovása kevésbé valószínű, az aukciós kötelezettség fenntartására azonban jelentős esély mutatkozik, így utóbbi értékesítési formával az elkövetkező néhány évben nagy biztonsággal számíthatunk. (A jogszabály ugyanakkor lehetőséget ad arra is, hogy az aukciós kötelezettséget az érintett tőzsdei értékesítéssel helyettesítse.)

A jelenlegi JPE szabályozással mind engedélyesi, mind szabályozói szempontból számos probléma lehet. Az érintett piacok azonosítása, a verseny hatékonyságának minősítése, a kötelezettségek kiválasztása során a regulátor jelentős diszkrecionális jogkörrel rendelkezik, ezért az eljárások kimenete nagy bizonytalansági faktort jelenthet a piaci szereplők számára. A kiroható kötelezettségek jelentős része ugyan alkalmas lehet a piaci erővel való visszaélés megakadályozására, de a verseny élénkítésére nagyon korlátozottan használhatóak. Az eljárás vázának, az ex-ante eszközökkel történő regulátori versenyélénkítésnek a fennmaradására azonban számos jel mutat. (Az Európai szabályozási gyakorlatban – elsősorban a versenyhatóságok eljárásaiban – gyakrabban használatos, a direktíva több helyen is utal egy ilyen típusú versenyélénkítő intézmény alkalmazására.)

A megújuló támogatások megerősödését várhatóan a kapcsolt villamosenergia-termelés ösztönzésének leépülése fogja kísérni. Az utóbbi években a kötelező átvétel keretében kifizetett támogatások mintegy 75%-át a kapcsolt termelés támogatása emésztette fel. A kapcsolt erőművek (zömében a helyi távfűtési igényekre épített kis gázmotorok) támogatása előreláthatólag 2015-től megszűnik, a kapcsolt termelés arányának növekedése pedig lefékeződik.

## **II.2. Környezetvédelmi szabályozások**

### **II.2.1. Megújuló villamosenergia-termelés támogatása**

A megújuló támogatási rendszer az utóbbi években a sajátosan differenciált kötelező átvétel rendszerére épült. A differenciálás azonban nem elsősorban az előre meghatározott megújuló technológiák közti versenyképességi egyenlőtlenségek kisimítására irányult, hanem az eltérő üzleti tervvel rendelkező, eltérő hatékonyságú beruházások közti megtérülésbeli eltérések kezelésére. A kötelező átvételen keresztül történő támogatás mértékének meghatározása nem normatív módon történt, hanem az átvételi időtartam és az átveendő mennyiség Energiahivatal általi meghatározásával.

A megújuló ösztönzési rendszer az elkövetkező években várhatóan a normativitás növekedése és a differenciált átvétel irányába tolódik el. A támogatás mértékének meghatározása a jogszabályban rögzített szempontok alapján fog történni, technológiától, termelési eljárástól függően. A kötelező átvétel előre meghatározott időre (előreláthatólag 15 évre) fog vonatkozni, s támogatási időszak leteltét követően pedig egy prémium rendszer lépne életbe, mely adott termelési eljárás működési költségeinek a piaci ár feletti részét hivatott kompenzálni (annak érdekében, hogy a kötelező átvételi időszakot követően a – vélhetően már megtérült – megújuló termelők ne szoruljanak ki a piacról). A kötelező átvételi árak és a prémiumok mértékét meghatározott időszakonként (várhatóan két évente) felülvizsgálatra kerülnének: az érintett technológiák beruházási és működési költségeinek csökkenése, adott technológia túlzott elterjedése, vagy adott esetben a cselekvési tervben meghatározott célszánoktól való eltérés egyaránt az átvételi árak korrekcióját eredményezné. A kötelező átvételi árak mindenkori szintjét az adott technológiára/termelési eljárásra jellemző ún. referencia beruházás indokolt megtérüléséhez igazítanák. A támogatások halmozódásának elkerülése érdekében az adott beruházás megvalósításához igénybe vett beruházási támogatások a kötelező átvételen keresztül történő támogatás mértékét arányosan csökkentenék.

A megújuló támogatások fent vázolt rendszerének kiindulópontja a megújuló direktívában rögzített 13%-os megújuló részesedés minél kisebb költséggel és minél nagyobb társadalmi hasznossággal (pl. munkahelyteremtéssel) történő megvalósításának szükségessége. A hazánkra megszabott célérték eléréséhez vezető utat a megújuló energiaforrások jövőbeni hasznosításáról szóló Nemzeti Cselekvési Terv (NCsT) hivatott rögzíteni. A támogatási

rendszer elvileg az NCsT-ben rögzített – a célérték elérését biztosító – kívánatos megújuló energiamix megvalósításának eszköze lesz

## **II.2.2. Klímapolitika**

A 2009 januárjában elfogadott 2009/29/EK Irányelv határozza meg a 2012-2020 közötti Európai Szennyezési Jog kereskedelem (EU-ETS) működésének alapelveit. Ez alapján a Bizottság az Irányelv alá tartozó létesítmények 2005-ös emissziójához képest 21 %-os csökkentést határoz meg 2020-ig, amely 1,72 milliárd tonna szén-dioxid kibocsátással egyenlő. Jelentős változás az első (2005-2007) és a második (2008-2012) kereskedési időszakhoz képest, hogy a kvóták nagy részét aukción értékesítik. Főszabályként a villamosenergia-szektorban működő létesítmények nem kapnak ingyenesen kvótát. Ugyanakkor minden országnak szuverén joga mentesíteni egyes szereplőket, ha azok a következő két feltétel közül legalább az egyiknek megfelelnek:

- A 2004/8/EK Irányelvben definiált, nagy hatásfokú kapcsolt termelők, és a távfűtés; illetve
- A 25000 tonna éves kibocsátás és 35 MW névleges bemenő hőteljesítmény alatti létesítmények, amelyekre vonatkozóan azonban egyenértékű szén-dioxid csökkentési intézkedést kell bevezetni (pl. adó, iparági megállapodások)

Egyes tagállamok ezen felül is átmeneti ingyenes kiosztásban részesíthetnek bármilyen villamosenergia-termelő létesítményt, amelyik 2008 végén már működött, vagy a beruházás megkezdődött, és az adott ország a következő két feltétel valamelyikét teljesíti<sup>2</sup>:

- 2007-ben az adott ország nem állt közvetett vagy közvetlen kapcsolatban az UCTE rendszerrel vagy a kapcsolat kisebb volt, mint 400 MW (Ciprus, Málta, Balti Államok)
- 2006-ban a villamos energia több mint 30 %-át egyetlen fosszilis tüzelőanyagból állították elő, valamint az ország egy főre jutó GDP-je az Unió átlag 50 %-nál kisebb volt. (legtöbb kelet-európai ország, ideértve Magyarországot is)

Ugyanakkor ezen esetekben nem lehet pozitívan vagy negatívan diszkriminálni egy-egy vállalatot, amely részben annak köszönhető, hogy az ingyenes kiosztás benchmark alapú. Ha egy adott ország úgy dönt, hogy a villamosenergia-termelők részére részben ingyenes kiosztást alkalmaz, akkor a 2005-2007-es villamosenergia-szektor átlagos kibocsátásának maximum 70 %-át oszthatja ki 2013-ban. Ezt az arányt úgy kell fokozatosan csökkenteni, hogy 2020-ban már ne legyen ingyenes kiosztás.

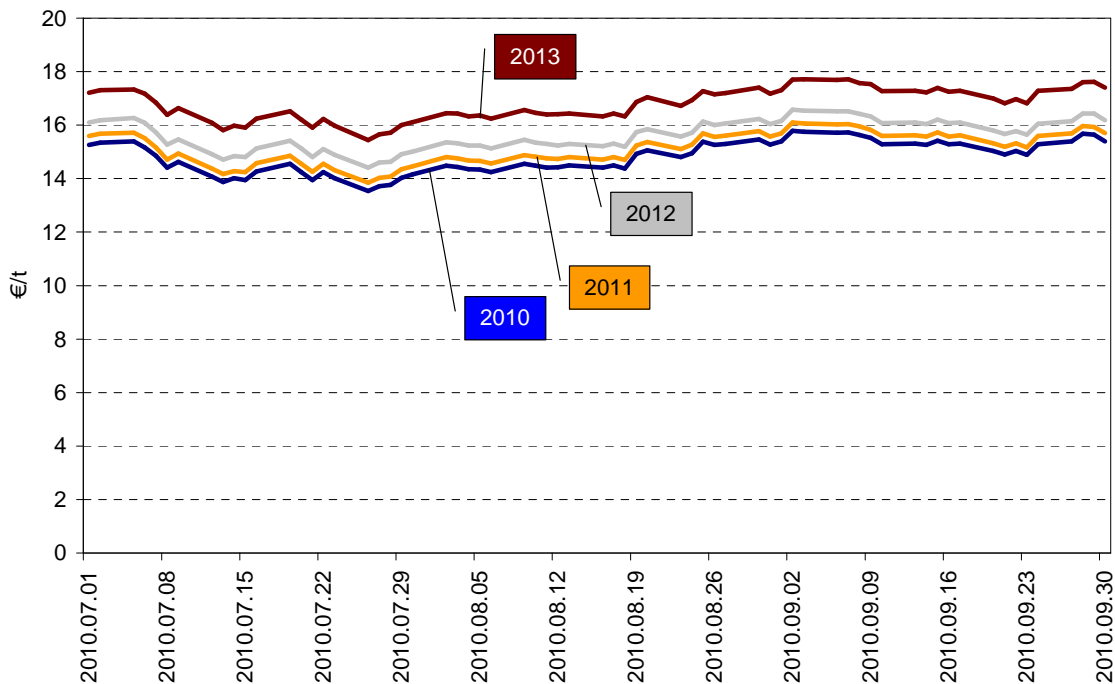
A második és a harmadik kereskedés között a kvóták átvihetőek (ellentétben az első és második kereskedési időszakkal), amely azt jelenti, hogy a két periódus közti áraknak meg kell egyeznie, különben arbitrázsra nyílna lehetőség. Az árak között megfigyelhető minimális

---

<sup>2</sup> Zárójelben tüntettük fel azon országokat, amelyek megfelelnek ezen követelményeknek

különbséget a pénz időértéke adja. A következő ábra mutatja az különböző évekre vonatkozó határidős kvóták árát.

8. ábra: CO2 kvótaárak különböző lejáratra



Forrás: EEX

Látható, hogy a különböző időszakra vonatkozó határidős árak kismértékben eltérnek, de a különbségek nem tekinthetők jelentősnek, ráadásul tökéletesen együttmozognak, ami arra utal, hogy mindkét időszaki árat, ugyanazon tényezők befolyásolják. Összességében tehát azt mondhatjuk, hogy a harmadik időszakra vonatkozó információk már beépültek a jelenlegi árba is.

### II.2.3. Energiahatékonysági intézkedések

A Nemzeti Energiahatékonysági Cselekvési Tervet a 2006/32/EK irányelv hívta életre, mely legalább 9%-os végső energia felhasználás-megtakarítást írt elő minden tagállam számára, valamint kötelezte a tagállamokat a cselekvési tervek megfogalmazására. A Bizottság 545/2006 Közleményében 2020-ig további 20 %-os energia-megtakarítási kötelezettséget irányzott elő.

Magyarország 2007 júliusában küldte be első tervét, melyet 2008 februárjában követett egy részletesebb, az uniós elvárásoknak jobban megfelelő változat. A 2008 februári tervben felvázolt intézkedéseket módosította a 2010 januárjában kiadott újabb cselekvési terv, melyet szintén kormányhatározat hagyott jóvá. Habár a 2010 januári Nemzeti Energiahatékonysági Cselekvési Terv fontosnak tartja a primer energiafelhasználás 20%-os csökkentését, csak 2016-ig bezárólag fogalmaz meg megtakarítási programokat. A megtakarítások a teljes végső

energiafelhasználásra vonatkoznak, villamosenergia-felhasználásra vonatkozó részletes bontás nem létezik, sok program egyaránt eredményez hő- és villamosenergia-igénycsökkenést. A kifejezetten villamosenergia-megtakarításokra célzott programok (háztartási gépek címkézése, izzók cseréje, stb.) összességében csekély részét teszik ki a prognosztizált megtakarításoknak.



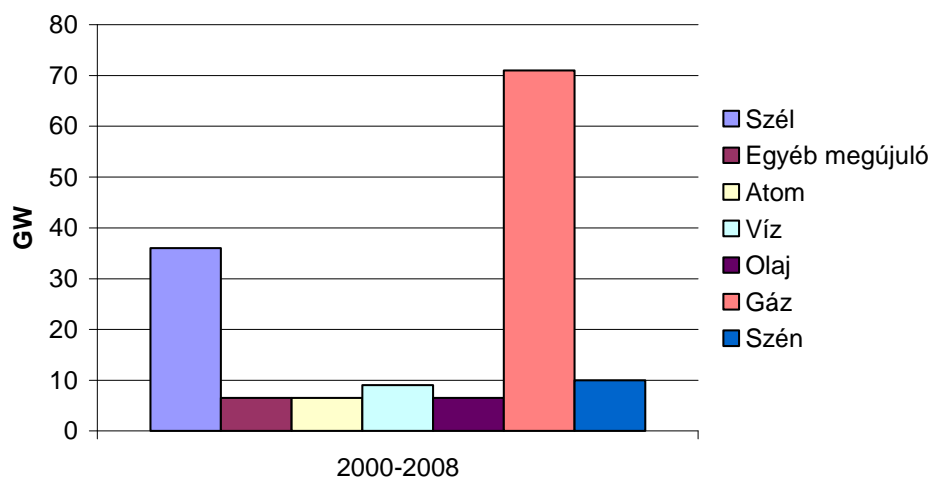
### III. Az erőműépítés nemzetközi tendenciái

A hazai erőműszektor lehetséges fejlődési útjainak elemzését érdemes az erőmű beruházásokkal kapcsolatos nemzetközi tapasztalatok áttekintésével kezdeni. Ezért ebben a fejezetben bemutatjuk a főbb erőművi technológiákat, áttekintjük az európai áramszektorban uralkodó beruházási trendeket, majd röviden összefoglaljuk három fejlett árampiaccal rendelkező ország – az Egyesült Királyság, Németország, és Hollandia – erőművi beruházásokkal kapcsolatos tapasztalatait.

#### III.1. A főbb erőművi technológiák jellemzői

Az európai OECD országok áramszektoraiban 2000 és 2008 között összesen 145 GW új erőművi kapacitás létesült. (Ez az adat az új erőművek mellett tartalmazza az üzemidőhosszabbítás és a teljesítőképesség növelés révén létrejött kapacitásokat is.) Az összes kapacitásbővítésen belül 70/30 százalék volt a hagyományos (atom, víz, olaj, gáz és szén) illetve a megújuló erőművek aránya (9. ábra). A 9. ábra alapján jól látható, hogy az európai árampiacot az elmúlt évtizedben a szél- és gáztüzelésű erőműfejlesztések dominálták. Az összes kapacitásbővítés mintegy fele a gáztüzelésű erőművi fejlesztésekből – elsősorban CCGT-ék -, negyede pedig a szélerőművi beruházásból származott.

9. ábra: A 2000 és 2008 között létrejött erőművi kapacitások tüzelőanyag szerinti bontásban (európai OECD országok)



Forrás: IEA 2010

Az alábbi táblázatban összefoglaltuk a főbb erőművi technológiák legfontosabb műszaki és gazdasági jellemzőit. Az adatok a Nemzetközi Energia Ügynökség (IEA) „Projected cost of generating electricity” című kiadványából származnak. Az IEA az OECD országokban

jelenleg építés alatt álló vagy tervezett, összesen 103 erőművi beruházás adatai alapján állította össze a táblázatot. A táblázatban az egyes erőműtípusok mellett az adott kategóriába eső projektek paramétereinek medián értékei szerepelnek.

A táblázat alapján a három fajta hőerőmű gazdasági jellemzőit hasonlíthatjuk össze. A szénerőművek esetében táblázat megkülönbözteti a karbon leválasztást és tárolást is biztosító (CCS technológiájú) és a CCS technológia nélküli erőműveket.

**1. táblázat: Főbb erőművi technológiák műszaki és gazdasági jellemzői**

	CCGT		CCGT		Szén	Szén + CCS
	Atom	(gázár: 350\$/em3)	(gázár: 250\$/em3)			
Kapacitás (MW)	1400	480	480	750	474,4	
Létesítés időigénye (évek)	7	2	2	4	4	
Várható élettartam (évek)	60	30	30	40	40	
Hatékonyság (net,LHV)	33,0%	57,0%	57,0%	41,1%	34,8%	
Kihasználás (%)	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%	
Beruházási ktg (\$/kW)	4 102	1 069	1 069	2 133	3 838	
O&M (\$/MWh)	14,7	4,5	4,5	6,0	13,6	
Tüzelőanyag költség (\$/MWh)	9,3	61,1	44,0	18,2	13,0	
CO2 költség (\$/MWh)	0,0	10,5	10,5	24,0	3,2	
Teljes ktg (\$/MWh) 5%*	58,5	85,8	68,7	65,2	62,1	
Teljes ktg (\$/MWh) 10%*	98,8	92,1	75,0	80,1	90,0	

\*Reál kamatláb

Forrás: IEA: Projected costs of generating electricity2010

A hőerőművek közül az atomerőművet a nagy üzemméret, a hosszú létesítési idő és a hosszú élettartam jellemzi. Ezzel szemben a kombinált ciklusú gázturbinás beruházásokra a relatíve kis üzemméret, a gyors megvalósíthatóság és a viszonylag rövid élettartam a jellemző. A szénerőművek méret, létesítési idő és az élettartam tekintetében az atomerőművek és a CCGT-ék között helyezkednek el.

A táblázat alsó része az egyes erőművi technológiák legfontosabb gazdasági paramétereit – a beruházás, működési, tüzelőanyag és CO2 költségeket, valamint az egyes erőművek által termelt villamos energia teljes költségét – mutatja. A beruházási költségek az építési költségek mellett a valószínűsíthető csúszásokból eredő többletköltségeket is tartalmazzák. Az atomerőmű és a karbon leválasztóval épített szénerőművek esetében a költségtúllépés az IEA becslése szerint az tervezett költségek 15-nak, a többi erőművi technológia esetében pedig a tervezett költségek 5 százalékának felel meg. A teljes költség a beruházási, működési, tüzelőanyag és CO2 költségek mellett a beruházási időszakra eső hitelek kamatköltségeit, valamint az erőműbezárás és azzal összefüggő kármentesítés költségeit is tartalmazza. A termelési költségekre vonatkozó számítások 30\$/tonna CO2 kibocsátási kvóta ár, 90\$/tonna szénár, és 250 illetve 350 \$/ezer m3 gázár feltevések mellett készültek. Az áramtermelés teljes költségét mind a négy hőerőmű-típus esetében alaperőművű üzemmódot – vagyis magas kihasználtságot – feltételezve számolták ki.

A táblázat elsősorban az egyes erőműtípusok költség-szerkezetének összehasonlításra ad módot. A magas beruházási- és az alacsony tüzelőanyag költségek, valamint a karbonmentes áramtermelés következtében az atomerőműveket magas fix és az alacsony változó költségek jellemzik. Az alacsony változó költség miatt az atomerőművek tipikusan alaperőműként üzemelnek, illetve az atomerőművi fejlesztések tervezésénél minden esetben alaperőművi üzemmóddal számolnak, hiszen a fix költségek megtérülése csak magas kihasználtság mellett biztosítható. A CCGT-éket alacsony beruházási, magas tüzelőanyag költségek és közepes nagyságú CO<sub>2</sub> költségek, vagyis összességében viszonylag alacsony fix és relatíve magas változó költségek jellemzik. A magas változó költségek miatt a CCGT erőműveket nem mindig érdemes völgyidőszakban üzemeltetni, ugyanakkor az alacsony fix költségek lehetővé teszik, hogy a CCGT-ék már alacsonyabb kihasználtság mellett is megtérüljenek.

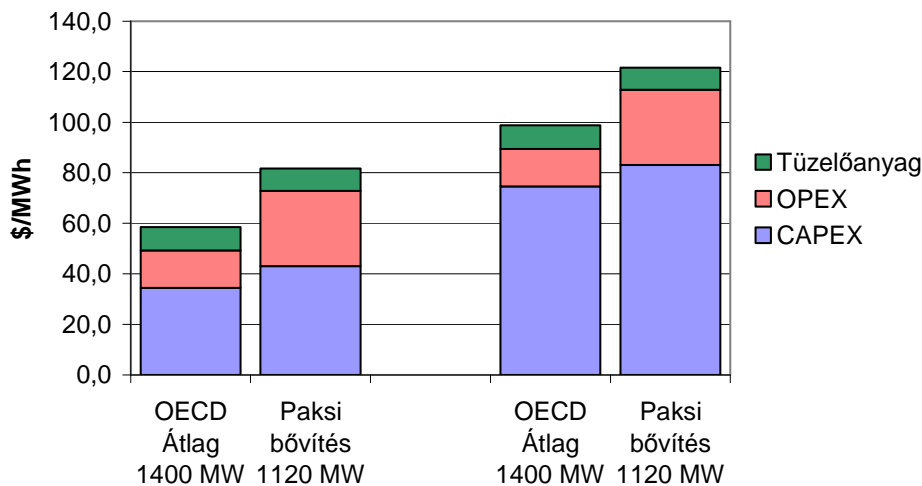
A hagyományos – CO<sub>2</sub> leválasztó nélküli – szénerőmű a költségstruktúra tekintetében az atomerőmű és gázerőmű között helyezkedik el. A CCGT-vel összehasonlítva a szénerőműveknek magas a beruházási költsége, alacsonyabb a tüzelőanyag-költsége, és mivel gáztüzeléshez képes a széntüzelés jóval nagyobb CO<sub>2</sub> kibocsátással jár, jóval nagyobb a karbon-kvóta költsége. Ezzel együtt a széntüzelésű erőművek változó költsége átlagos szén, gáz és CO<sub>2</sub> kvóta árak mellett alacsonyabb, mint a gáztüzelésű erőművéké. A szénerőműveket tipikusan alaperőművi üzemmódra tervezik.

Az egyes erőműtípusok versenyképességét elvileg a termelés teljes költsége alapján lehet(ne) megítélni. Azonban ahogyan az a táblázatból is látszik a teljes költségre vonatkozó becslések érzékenyen reagálnak a bemenő feltevések megváltoztatására. Például az atomerőmű esetében a termelés teljes költsége – a magas beruházási költségek miatt – leginkább a reálkamatláb változására érzékeny. Míg alacsony kamatláb mellett az atomerőmű tűnik a legversenyképesebb alaperőművi technológiának, addig magas kamatláb mellett már a nukleáris áramtermelés költségei a legmagasabbak. A gázerőművek költségeit a gázár, a szénerőművékéit pedig a CO<sub>2</sub> kvótaár és a kamatláb befolyásolja a leginkább.

A termelési költségekre vonatkozó adatokat az atomerőművek és CCS technológiával szerelt szénerőművek beruházási és működési költségeivel kapcsolatos bizonytalanságok miatt is óvatosan kell kezelni. E két erőműtípus esetében a beruházási és működési költségekre vonatkozó becslések nagyon széles sávban mozognak. Például a tervezett paksi bővítés – Paksi Erőmű által előrejelzett – fajlagos építési költsége kb. 25%-kal, működési és karbantartási költsége pedig 100%-kal haladja meg az OECD régióban tervezés alatt álló „átlagos” atomerőművi projekt fajlagos építési, illetve működési költségeinek középértékeit (lásd táblázat).

Az építési költségek reális felmérését az atomerőművi technológia estében az is nehezíti, hogy Nyugat-Európában és az USA-ban hosszú ideje nem épült fel új atomerőmű. Európában jelenleg két atomerőmű építése folyik, egy Franciaországban egy pedig Finnországban. A 2005-ben kezdődött finn atomerőmű-építés kapcsán tudható, hogy az erőmű átadására több éves csúszással kerülhet majd sor és hogy a projekt költségvetése jelentősen túl fogja lépni az eredetileg tervezettet.

10. ábra: Atomerőművi áramtermelés költségei



Forrás: IEA 2010

Az egyes erőművi technológiák között nemcsak költségeik, hanem kereskedelmi kockázataik tekintetében is nagy különbség mutatkozik. Az erőművi befektetők számára az egyik legjelentősebb kockázatot a villamosenergia- és a tüzelőanyag-árak jövőbeli alakulása jelenti. Az erőművek közül az atomerőművek, a vízerőművek és a (nem támogatott) megújuló erőművek azonban jobban ki vannak téve az energiaárak változásnak, mint a fosszilis erőművek. Mivel a villamos energia árát tipikusan a gáz és kisebb részben a szén-erőművek változó költségei határozzák meg – ugyanis ők a marginális termelők –, a villamos energia határidős ára szorosan együttmozog a fosszilis bázisú áramtermelés változó költségével. A fosszilis erőművek tehát természetes fedezettel rendelkeznek az input és output árak mozgásaival szemben. Ugyancor az atom, víz és a primer megújuló forrású (szél és nap) erőművek nem rendelkeznek ilyen fedezettel, mert termelési költségeik stabilak, alacsonyak és az output ártól függetlenül alakulnak.

Az erőművi befektetések esetében az energiaárak mellett a kapacitáskihasználtság mértéke is fontos kockázati tényező. Számos körülmény – úgy mint a kereslet szintjének és szerkezetének változása, a versenytársak kínálatának alakulása, a kötelező átvételi szabályozás alá eső termelés növekedése stb. – befolyásolja, hogy egy erőmű milyen kapacitáskihasználtság elérésre lesz képes. Minél nagyobb a termelési költségeken belül a fix költségek aránya annál inkább érzékenyebb az erőmű megtérülése a kapacitás kihasználtság mértékére. Ezért kapacitáskihasználtsággal kapcsolatos bizonytalanságok is a magas tőkeköltségű, alapvetően alaperőművi üzemmódra tervezett technológiák számára jelentenek nagyobb kockázatot.

A hagyományos erőművi technológiák közül tehát a CCGT technológia esetében a legalacsonyabbak az energiaárakkal és a kapacitáskihasználtsággal kapcsolatos kockázatok,

ami megmagyarázza a CCGT kapacitások elmúlt másfél évtizedben tapasztalt látványos növekedését.

Hosszabb távon a legjelentősebb kockázatot az áramszektor számára a környezetvédelmi szabályozásokkal kapcsolatos bizonytalanságok jelentik (IEA 2007, IEA 2010). A klímapolitika, az energiahatékonysági célok és a megújuló energiatermelés támogatása komplex és nehezen kiszámítható módon befolyásolja a fogyasztás, a tüzelőanyag-, a CO<sub>2</sub> kvóta- és a villamosenergia-árak jövőbeli alakulását. A szélerőművek terjedése nyomán például valószínűsíthető, hogy nagymértékben nőni fog az áramárak volatilitása, gyakoriak lesznek a 0 vagy akár negatív spot árakat eredményező időszakok, és nőni fognak a hagyományos erőművek kihasználtságával kapcsolatos bizonytalanságok is. A szélerőművek nagyarányú penetrációja tehát várhatóan tovább növeli majd a tőke intenzív erőművi technológiák versenyhátrányát.

### **III.2. Az erőművi beruházásokkal kapcsolatos brit, német és holland tapasztalatok**

A villamosenergia-szektor liberalizációja során az egyik legfőbb várakozás volt a termelői verseny kialakulása és ennek következményeként a megfelelő mértékű beruházás létrejötte. A következőkben Nagy-Britannia, Németország és Hollandia esetén keresztül mutatjuk be, a különböző piacszerkezetek hogyan hatottak a beruházásokra illetve milyen szabályozási nehézségek merültek fel.

#### **III.2.1. A brit tapasztalatok<sup>3</sup>**

Nagy-Britanniában a liberalizációt megelőző időszakban egy vertikálisan integrált vállalat volt a felelős a villamosenergia fogyasztókhoz való eljuttatásáért. Ebben a rendszerben az árak úgy voltak megállapítva, hogy azok fedezzenek minden felmerülő költséget a termeléstől az átvitelen keresztül.

A liberalizációt követően tudták, hogy meg fognak növekedni a villamosenergia termelés piacán a kockázatok és ez hatással lesz a beruházási tevékenységre is. A megnövekedett kockázattól két hatást vártak. Egyfelől, a nagy tőkeigényű alaperőművek építése leáldozóban lesz. Másfelől csúcs erőműveket sem akarnak majd kiépíteni a befektetők.

Elméleti szempontból két álláspont alakult ki azt illetően, hogy mi szükséges a megfelelő kapacitások kiépítéséhez. Ez egyik tábor, az úgynevezett tiszta árampiac hívei szerint nincs szükség a kapacitásokat közvetlenül megfizető piac szabályozás bevezetésére. Ha az iparágban szűkösség alakul ki, azaz nem lesz elég nagy az erőmű park, akkor az áram árak

---

<sup>3</sup> Az brit tapasztalatokat összegző rész a következő cikk alapján készült: Fabien A. Roques – David M. Newberry – William J. Nuttall: Investment Incentives and Electricity Market Design: The British Experience, Review of Network Economics, Vol.4., Issue 2 – June 2005

megemelkednek. Ez a megemelkedett áramár pedig erőművek kiépítését fogja ösztönözni. A megnövekedett kapacitás hatására pedig a árak is elkezdnek majd csökkenni. Tehát az árampiacon megjelenő ártüskék csak a szűkösséget jelzik a piaci szereplők felé, melynek hatására a keresleti oldal illetve a kínálati oldal is alkalmazkodni igyekszik. A szabályozók várakozásai alapján ezt inkább a kínálati oldal teszi meg, új erőművek építésével. A regulátoroknak a legfőbb feladatuk ebben a struktúrában, hogy garantálják a magas árak ténylegesen a szűkösséget tükrözik, nem pedig a kínálati oldal összejátszásából adódó áremelkedésről van szó (az iparág több szempontból is rendkívül koncentrált, ezért valós veszély az összejátszás).

A másik tábor, a kapacitás piacok hívei szerint a kapacitások kiépítését közvetlenül és pénzügyileg ösztönözni kell. A legfőbb érvük, hogy a villamosenergia-szektor liberalizációja során a beruházások kockázatát nem sikerült hatékonyan szétteríteni. Továbbá a jelenlegi szabályozási keret is szűkös ahhoz, hogy ezt a piaci szereplők hatékonyan meg tudják tenni. Ezért közvetlen szabályozói beavatkozást sürgetnek a kockázatok mérséklésére.

Nagy-Britanniában két időszakra bontható a liberalizált villamosenergia-szektor története. Az első időszak, az úgynevezett Pool<sup>4</sup> korszak, 1990 és 2001 között tartott. A második időszak, a NETA<sup>5</sup> korszak, 2001-től vette kezdetét.

### *III.2.1.1. A Pool jellemzői*

A Pool rendszerben a termelők kapacitás díjakat kaptak a kapacitásaik után. Anélkül, hogy az egész rendszert részleteibe menően ismertetnénk, bemutatjuk, milyen gondok voltak ezzel a rendszerrel illetve, hogyan alakultak a befektetések.

A kapacitás díjakat az LOLP<sup>6</sup> és a VOLL<sup>7</sup> függvényében számolták ki. A LOLP annak valószínűségét méri, hogy a kereslet meghaladja a kínálatot, és így le kell állítani a rendszert. A VOLL pedig az áramkimaradás használatos költségével egyezik meg. A Pool rendszerben a LOLP-ot túl-, míg a VOLL-t alulbecsülték olyan módon, hogy ezzel az optimálisnál magasabb jövedelmet biztosítottak az erőműveknek. (Ennek lehetett politikai gazdaságtani oka, mivel így magasabb jövedelmet lehetett biztosítani a beruházóknak.)

Az iparágba való belépés a Pool szabályozási rendszerben nem volt különösebben nehéz.. A piaci koncentráció így folyamatosan csökkent 1990 és 2001 között. Viszont az inkumbensek piaci ereje megmaradt, ez vezetett végül a 2001-es újraszabályozáshoz. A beruházások szintje azonban nem adott okot az aggodalomra, ez a relatíve magas áram áraknak és a kapacitás díjaknak volt köszönhető (leginkább a gáz alapú erőművek<sup>8</sup> kezdtek elterjedni). A Pool rendszerrel nem lehet megmondani, hogy azért vallott-e kudarcot, mert eleve koncentrált volt

---

<sup>4</sup> A teljes angol megnevezés: Electricity Pool of England and Wales

<sup>5</sup> A teljes angol megnevezés: New Electricity Trading Arrangements

<sup>6</sup> Az angol megnevezés: loss of load probability

<sup>7</sup> Az angol megnevezés: value of lost load

<sup>8</sup> Ezt az időszakot a „hajsza a gázért” korszaknak is nevezik (angolul: dash for gas), az alacsony gázáraknak köszönhetően ekkor terjedtek el a gázerőművek.

a villamosenergia-szektor vagy pedig a piaci szabályok tartották fel az inkumbensek piaci erejét.

### III.2.1.2. Az NETA rendszer és a visszaeső beruházás

Az inkumbensek piaci ereje miatt 2001-ben vezettek be a brit szabályozók egy új rendszert, a NETA-t, amely már tiszta árampiacként működött. Tehát ebben a rezsimben már nem javadalmazták közvetlenül a kapacitások kiépítését, hanem az áramárába kellett beépíteni az erőmű építési költségeit.

A beruházási tevékenység drasztikusan visszaesett a 90-es évekhez képest, de ennek oka nem határozható meg egyértelműen. Egyrészt, ez természetes folyamat lehet egy tiszta árampiacon, ahol csak akkor épülnek új erőművek, ha a szűkösség magas árakat eredményez és így a befektetés biztos hozammal kecsegtet. Másrészt, a 90-es éveket követően könnyen lehet, hogy nincs is annyi igény erőművekre mivel már eleve elég kapacitás van a rendszerben. Végül, a 2000-es évek elején a Kaliforniai energiaválság illetve az Enron botrány miatt a pénzügyi szektor nem szívesen ruház be a szektorba. Ha helyre áll a bizalom, akkor akár megint beindulhatnak különböző projektek (Ezzel függ össze a hosszú távú szerződések problematikája – sokak szerint nem jön létre elég. 2-3 évnél hosszabb szerződéseket a keresleti oldalon lévők nem szívesen írnak alá, mivel ez túl nagy árkockázatot jelent nekik. Inkább a spot piacokon lévő árkockázatokat vállalják mint azt, hogy egy számukra esetlegesen hátrányos szerződési árat kelljen fizetniük hosszú éveken át.).

**2. táblázat: A Pool és a NETA rendszer összehasonlítása**

	Pool	NETA
Közvetlen beruházás ösztönzés van a rendszerben?	Igen, kapacitásdíjak vannak.	Nincs, tiszta árampiac.
Aktív beruházási tevékenység jellemző?	Igen.	Nem.
A beruházási tevékenység főbb mozgatórugói/gátjai?	Kapacitásdíjak illetve a magas áramárak.	Nem igazán lehet tudni. 3 különböző oka lehet:  kiegyenlítő áram piacon nem megfelelő az árazás (először ezt kell megoldani)  tiszta árampiacon jellemzőek a beruházási ciklusok  pénzügyi szektor bizalmatlan az energia szektort illetően
Fő probléma verseny szempontból	Inkumbenseknek piaci erőfölényük volt, amivel éltek is.	A kiegyenlítő áram piaca nem eléggé likvid, ez torzítja az árjelzéseket.

Mindenesetre az kijelenthető, hogy a tartalékkapacitások szintje csökken. Az IEA szerint az ideális tartalékkapacitás 18-25% a csúcsterheléshez képest, míg Nagy-Britanniában ez 16,2%-ra is lecsökkent 2003 májusában. Viszont ez a kapacitásdíjak hiányára egyértelműen nem

vezethető vissza. A kiegyenlítő árampiac nem megfelelően van megszervezve, ezért az árjelzések torzulnak, így nem is várható az optimális beruházási tevékenység beindulása. Ezért elsősorban a piacszervezést kell tökéletesíteni, és akkor megállapíthatóvá válik, valóban elmarad a beruházások mértéke az optimálistól.

A szabályozók a jelenlegi villamosenergia-piaci helyzetet egészen 2015-ig megnyugtatónak tartják. A britek 200 milliárd fontnyi beruházással kalkulálnak 2020-ig, azonban ezek csak megfelelő regulátori beavatkozás során következnek be. Az Ofgem<sup>9</sup> számos olyan jelenséget nevez meg, amelyek később problémát jelenthetnek a piacokon.

- A pénzügyi környezet nem túl kedvező, kockázatosabbak a piacok – a jelenlegi világgazdasági helyzetben nehezebb pénzügyi forrásokat szerezni a befektetésekhez és a szűkösségen túl, kockázatkerülőbbek a befektetők
- A jövőbeli széndioxid árak bizonytalansága lassíthatja az alacsony széndioxid kibocsátású technológiák elterjedését és így növeli a későbbi széndioxid csökkentés költségeit
- Az árjelzések nem tükrözik a fogyasztók ellátásbiztonságra vonatkozó értékelését – a jelenlegi piaci környezetben könnyen lehet, hogy az ártüskék nem elég magasak a szűkös időszakban, így a beruházók nem építenek ki elég csúcserőművet
- A külföldi piacokkal való kapcsolatok is alááshatják a brit ellátásbiztonságot – politikai szempontok felülírhatják a gazdasági megfontolásokat és ez kevésbé likvid energiapiacokat eredményezhet (nem szállítanak be bizonyos piacokról Nagy-Britanniába)
- A magas gáz és áramköltségek csökkentik a brit gazdaság versenyképességét – a magas energia költségek miatt számos fogyasztó nem engedheti meg magának a korábbi mértékű energiafogyasztást

2010 során folyamatosan konzultációk zajlottak az iparág különböző szereplői között azzal kapcsolatban, hogy hogyan ösztönözhetnék a hosszabb távú beruházásokat. Ennek eredményeként több fajta közpolitikai csomaggal és forgatókönyvvel készültek a szabályozók. Nehéz megmondani, hogy milyen szabályozás fog végül életbe lépni. Alapvetően két tényező határozza meg a közpolitikai célokat és lehetőségeket. Egyrészt mennyire gyors lesz a gazdasági kilábalás, másrészt mennyire gyorsan kerülnek be a politikai életben megfogalmazott környezetvédelmi célok a törvényekbe. (Azért van szükség új közpolitikai csomagra, mert az utóbbi években megváltoztak ezek célok és nagyobb hangsúlyt kapott a széndioxid csökkentés stratégiája.)

Mindenesetre az bizonyosnak tűnik, hogy széndioxid minimálár kerül bevezetésre, emellett a megújulókat továbbra is támogatni igyekezzenek (ez volatilisabbá teheti az árampiacokat) és újból bevezetik a kapacitásdíjakat, mint a Pool időszakban. Ennek a részleteit egyelőre még sok vita övezi (Állami segélynek minősülne, ha csak az újonnan építendő erőművek részesülnének belőle, míg a régiek nem. Ezért a részletek kidolgozása még hátra van.).

---

<sup>9</sup> Office of the Gas and Electricity Markets, a szabályozó hatóság



Egyelőre két javaslat merült fel. Az egyik, a New England-i példa alapján, kapacitás tenderek bevezetése lenne ( 2-3 évre kötnének le kapacitásokat aukciók keretében). A másik felmerült javaslat a kínálati oldalt vagy a rendszerirányítót kötelezné megfelelő mennyiségű kapacitás lekötésére.

### **III.2.2. A német tapasztalatok<sup>10</sup>**

Németországban 1998-ban kezdődött meg a villamosenergia-szektor liberalizációja. Sok más országgal ellentétben itt nem egy vertikálisan integrált monopólium látta el árammal a fogyasztókat, hanem több területi monopólium. Ezek a területi monopóliumok nyílt kartell megállapodások segítségével osztották fel a piacot. Emiatt a német szabályozás alapvetően versenypolitikai eszközökkel akarta az iparág szerkezetét átalakítani.

A vertikálisan integrált területi monopóliumok egyaránt rendelkeztek a átviteli hálózattal illetve jelentős termelőkapacitásokkal is. Így a korábbi struktúrát erőteljes keresztfinanszírozás jellemezte. A hálózat leválasztása nem merülhetett fel, mert a vállalatok privát kézben vannak és a német alkotmány tiltja az ilyen radikális beavatkozást a magántulajdonba, tehát a szétválasztásra sokáig nem kerülhetett sor.

Alapvetően versenyjogi eszközökkel és a német Kartell Irodán keresztül szándékozták a német törvényhozók átalakítani a korábbi piacszerkezetet. A versenytörvényben kötelezővé tették a diszkriminációmentes hozzáférés biztosítását, tisztességes és ésszerű áron.

Azonban hamar megmutatkoztak ennek a rendszernek a hátrányai. Egyrészt, a versenyjog eleve csak *ex post* tud beavatkozni, tehát nem tudott eléggé gyorsan reagálni az üzleti élet ritmusához képest. Másrészt, Németországban körülbelül 900 hálózat volt ekkoriban, a Kartell Iroda nem volt felkészülve ilyen mennyiségű ügy megfelelő kezeléséhez. Végül, a legtöbb hálózat a helyi politikai befolyásnak is ki volt téve. Mindezen okok miatt magas hálózat hozzáférési díjak alakultak ki, ami tovább nehezítette az iparágba való belépést.

A magas hálózat hozzáférési díjakon túl számos egyéb nehézséggel is szembe kellett néznie a potenciális új belépőknek. Nehéz volt az erőműnek helyet találni, relatíve alacsonyak voltak a nagykereskedelmi árak és végül a gáz erőműveket sokáig külön adó sújtotta (egészen 2005-ig).

2005-ben két komoly változás történt a német szabályozásban. Az egyik, hogy létrehoztak egy szabályozó hatóságot, amelynek a feladatkörébe került a hálózat szabályozása (ez a hatóság kétszintű, tartományi illetve szövetségi). A hálózat leválasztására továbbra sem került sor. A másik nagy változás a környezetvédelmi szabályozások átalakítása a rendszerben. A megújuló fix támogatásban részesülnek, míg a hőerőműveknek egy része a piaci ártól függő

---

<sup>10</sup> Az német tapasztalatokat összegző rész a következő cikk alapján készült: Gert Brunekreeft – Dierk Bauknecht: Energy Policy and Investment in the German Power Market, TILEC Discussion Paper, DP 2005 – 031, October 2005

támogatásban<sup>11</sup>. Emellett az új széndioxid kibocsátás szabályozás a korábban külön adóval terhelt gázerőmű beruházás projekteket előnyös helyzetbe hozta.

A támogatások miatt a közvélekedés 2005-ben az volt, hogy a német piacon lesz elég kapacitás a későbbi villamosenergia-kereslet kielégítésére. (Eleve sok kapacitás volt a német rendszerben, a liberalizációtól várták ennek a csökkenését is.) A beruházáshoz kapcsolódó fő kérdések pedig, hogy milyen arányban fog teret nyerni a gáz illetve az új hálózatszabályozás megfelelően választ fog-e adni a korábbi problémákra (a korábbi tárgyalásos hozzáférést a szabályozott hozzáférés váltotta fel ekkor). Összegezve, csökkenő tartalékok mellett sem tartottak kapacitáshiánytól a német piacon. (a 3. táblázatban hasonlítjuk össze a brit és a német tapasztalatokat.)

**3. táblázat: A brit és a német tapasztalatok összehasonlítása**

	Nagy-Britannia	Németország
Liberalizáció előtti piacszerkezet	Vertikálisan integrált monopólium	Több, területi monopólium és kartellmegállapodások
Liberalizáció jogi kerete	Újraszabályozás	Versenyjog kiterjesztése, később áttérés ex ante szabályozásra
Beruházások alakulása, mozgatórugója	1990-2001 Pool időszak: sok beruházás (kapacitás díjak és magas áramárak miatt) 2001-2004: NETA időszak: visszaeső beruházás (nincsenek többé kapacitás díjak, befektetői bizonytalanság)	1999-2005 nem annyira jelentős a beruházási tevékenység (új belépők nem igazán voltak az iparágban 2001-et követően) 2005-től: a megújulók és a gázerőművek növekedését várják

Jelenleg már más szempontok alapján ítélik meg a beruházások alakulását. A német piaci környezetet még inkább befolyásolja a megújulók nagyobb térnyerésének ösztönzése. Leginkább a szél és a naperőművek elterjedés és egyúttal a gáz tüzelésű erőművek csökkenő részaránya várható. BEE (2009) A másik fő kérdés, a hálózat tulajdonjoga továbbra sem teljesen tisztázott. Jelentős fejlemény, hogy brüsszeli nyomásra az E-On eladta a hálózatát egy holland társaságnak, a Tennet BV-nek. Azonban továbbra sem egyértelmű, hogy a jelenlegi tulajdonosi szerkezetet milyen új struktúrával igyekeznek a német szabályozás felváltani. A lehetőségek között van a status quo fenntartása, de néhány (esetleg az összes) hálózat fúziója egy nemzeti társaságba (egy szakértői anyag ezt tartja a legjobb megoldásnak). Frontier (2009) Reuters (2008) Bloomberg (2009) Azonban 2010 őszén a legjelentősebb fejlemény a szektorban az atomerőművek tervezett üzemidő hosszabbításának további ösztönzése. Korábban a politikai vezetés arra törekedett, hogy minél gyorsabban bezárják az atomerőműveket. Ez a közpolitikai cél megváltozott az utóbbi időben, ennek folyományaként átlagosan 12 évvel többet maradhatnak üzemben az erőművek. Deutsche Bank (2010)

<sup>11</sup> Csak a törvény hatályba lépésekor üzemelő 2MW alatti erőművekre vonatkozik (modernizáció esetén is).

### III.2.3. A holland tapasztalatok

Hollandiában szintén 1998-tól kezdődött meg a liberalizáció, noha már 1989-ban jelentős átalakítások történtek. 1989-ig vertikálisan integrált helyi monopóliumok voltak a jellemzőek, azt követően lehetővé vált az önellátás illetve a kapcsolt, hőerőművek létesítése. Ez olyan kedvező átvételi tarifa alá esett, hogy egy idő után döntően ilyen erőművekből származott az áram, végük 1998-tól újraszabályozták a szektort.

Az alapötlet az volt, hogy a négy termelőből legyen egy nagy cég, amely nemzeti bajnokként tud megjelenni az európai piacon. Ezzel párhuzamosan az átvételi társaságokból is egy, állami tulajdonban lévő céget akartak létrehozni. Ezeket a terveket nem koronázta siker, mivel a négy termelő vállalat különböző érdekekkel rendelkezett. Az a két cég, amely integrált vállalként elosztói hálózattal is rendelkezett alacsony árat szerettek volna az áramért felszámítani, míg azok a cégek amelyek csak termelő kapacitásokkal rendelkeztek magas árakban voltak érdekeltek. Közpolitikailag a legfőbb cél a termelés és az elosztás teljes szétválasztása volt, azonban ez nem sikerült maradéktalanul. 2001-re sikerült egy állami tulajdonban lévő cég alá beszervezni az országos hálózatot (TenneT), a határkeresztesző kapacitások felett is ez a vállalat rendelkezik (aukciók keretében osztják szét a kapacitásokat). Ez az olcsó német import miatt fontos.

A megújulókat kezdetben keresleti oldalon támogatták (nem kellett egy bizonyos adót befizetni azon fogyasztóknak, akik zöld energiát vásároltak), azonban 2003-tól áttértek a kínálati oldalon való közvetlen támogatásra.

### III.2.4. Összegzés

Összességében a következők állapíthatók meg. Egyrészt, a tartalékok mindenhol csökkentek a liberalizációt követően, tehát a csúcsterhelés esetén kevesebb nem üzemelő kapacitás van a rendszerben, mint a liberalizációt megelőzően. Másrészt, az iparágba való belépés nehéz. Nagy-Britanniában ez oda vezetett, hogy a kezdeti szabályozási keretet teljesen fel kellett váltani az inkumbensek piaci erejének letöréséhez. Németországban szintén új szabályozási rezsimhez vezettek a kezdeti kudarcok. A versenyjogi szabályozás mellett erőteljesebb *ex ante* szabályozásra volt szükség. Végül az új kapacitások inkább jellemzőek olyan piacszegmensben, amely közvetlen támogatásban részesül. Nagy-Britanniában ez kezdetben kapacitásdíjak formájában történt, így az egész iparágban jellemzőek voltak a beruházások. Németországban a megújulókat kezdték el központilag támogatni, illetve a szén-dioxid szabályozás a gázos erőműveket hozta helyzeti előnybe. Annak ellenére, hogy ezek az események párhuzamosan következtek be, nem jelenthető ki az egyértelmű oksági kapcsolat, mivel számos egyéb fejlemény is bekövetkezett mindkét piacon, ami vezethetett a beruházási tevékenység megváltoztatásához.

A közeljövőt illetően a Morgan Stanley egy szeptemberi tanulmányában a következő pontokban jelöli meg a beruházásra ható tényezőket: a kormányok megújulók melletti elkötelezettségének mértéke, az energiahatékonysági programok eredményessége, az erőművi beruházási ciklusok kifizetése és az Európai Unió gázpiacának az átalakítása. Ezekből is

látható, hogy a jelenlegi piacsabályozás már másfajta kritériumokat támaszt a beruházási tevékenységgel kapcsolatban. Mostantól kezdve nem csak a megfelelő mértékű kapacitás mennyiség a szempont a beruházások megítélésénél, hanem az energiaforrás is.

## IV. Erőmű-fejlesztési igény 2015-2025

Jelen tanulmány célja annak vizsgálata, hogy az új erőművi beruházások milyen változást eredményezhetnek a hazai árampiac szerkezetében és versenyviszonyaiban. Az elemzés első lépésében felmérjük a hazai piac erőműfejlesztési igényét a 2010 és 2025 közötti időszakban. A kérdést két aspektusból vizsgáljuk:

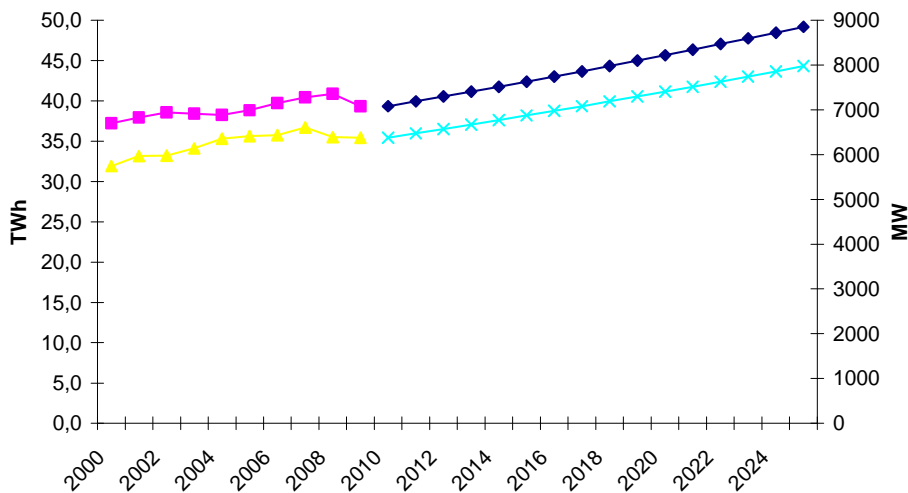
- i) mekkora mennyiségű beruházásra *lenne szükség* a várható csúcsigények biztonságos kielégítéséhez, és
- ii) mekkora volumenű beruházás *várható* a piaci és szabályozási környezetben valószínűsíthető változások fényében.

A ma elfogadott nézet szerint egy ország villamosenergia-ellátása akkor tekinthető biztonságosnak hosszú távon, ha az ország önellátásra képes. Az önellátásra való képesség ebben az esetben azt jelenti, hogy egy ország rendelkezik akkora erőművi állománnyal, amely – szüksége esetén – a teljes belföldi kereslet kielégítésére képes. A biztonságos ellátáshoz szükséges, valamint a várható erőműfejlesztések volumenére vonatkozó prognózisainkat három sarokévre – 2015, 2020, és 2025-re – készítjük el.

### IV.1.1. A kereslet alakulása

A kapacitásigények felméréséhez a villamosenergia-kereslet két aspektusból: az éves fogyasztás volumenének és az éves (órás) csúcsigény nagyságának alakulása szerint kell megvizsgálunk. A válságot megelőző 8 évben a hazai villamos energia felhasználás évente átlagosan 1,5 százalékkal bővült. A teljes hazai felhasználás – hálózati veszteséggel, de erőművi önfogyasztás nélkül – 39,3 TWh volt 2009-ben. A három sarokévre vonatkozó fogyasztás-előrejelzésünk azon a feltevésen alapul, hogy a kereslet a múlt évi visszaesés, majd az idei évi stagnálás után 2011 és 2025 között a válságot megelőző dinamikával – azaz évente átlagosan 1,5 százalékkal – nő (11. ábra). Az éves csúcsigény Magyarországon egyelőre a téli hónapok valamelyikében jelentkezik. A legnagyobb órás fogyasztást 2009-ben januárban mérték, nagysága 6380 MW volt. Az elmúlt években az éves csúcsigény változását az éves fogyasztáshoz hasonló dinamika jellemezte (11. ábra), ezért 2011-től a csúcsigények esetében is 1,5 százalékos növekedéssel számolunk. Előrejelzésünk alapján Magyarország éves csúcsigénye 2015-ben 6880, 2020-ban 7400, 2025-ben pedig 8000 MW lesz.

11. ábra: Az éves villamosenergia-fogyasztás (TWh) és éves órás csúcsigény (MW) előrejelzése



Forrás: MAVIR, MEH

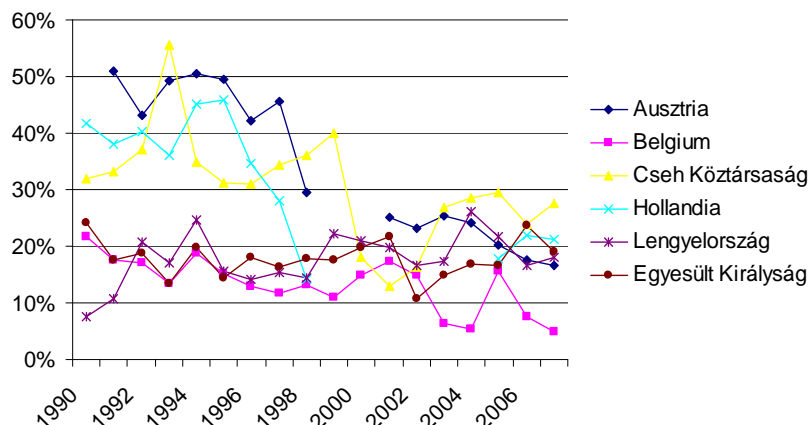
## IV.2. Szükséges kapacítástartalék arány

A villamosenergia-ágazatban számos mutatót használnak a kapacitás-megfelelőség mérésére. Ezek közül az egyik leggyakrabban használt indikátor a *kapacítástartalékok aránya* (*reserve margin*). A kapacítástartalékok arányát az alábbi képlet szerint számoljuk:

$$\text{kapacítástartalék arány} = (\text{beépített kapacitás} - \text{csúcsigény}) / \text{csúcsigény}$$

Ez az indikátor a csúcsigény kielégítéséhez szükséges kapacitások felett rendelkezésre álló további kapacitások arányát mutatja százalékos formában. Mivel a villamos energia tárolhatatlan, a villamosenergia-piac kínálati oldalán szükség van bizonyos mennyiségű „extra” termelői kapacitásra ahhoz, hogy az ellátás folyamatossága keresleti/kínálati sokkok (pl. erőművi üzemzavar) esetén is fenntartható legyen. A kívánatos tartalékarány megállapítása általában úgy történik, hogy az áramkimaradás valószínűségére (loss of load probability = LOLP) vonatkozóan meghatároznak egy elfogadhatóan alacsony értéket, majd a kínálat és a kereslet sajátosságainak elemzésével kiszámítják, hogy mekkora tartalékokra van szükség ezen biztonsági szint eléréséhez. Az USA-ban például a LOLP elfogadott értéke „10 évben 1-szer”, vagyis a kapacítástartalékoknak akkorának kell lenniük, hogy 10 évben maximum egyszer kerüljön sor áramkimaradásra. A „10 évben 1-szer” követelmény alapján az USA regionális villamosenergia-rendszereiben 15-16 százalékos tartalékkapacitás arányt tartanak megfelelőnek (NERC, 2009). Egy másik példa: az Egyesült Királyságban az átviteli hálózati vállalat 20%-os tartalékarányt tart elfogadhatónak (National Grid, 2003). A szakértői elemzések alapján a szükséges tartalékkapacitás-arány a villamosenergia-rendszer sajátosságaitól függően 15 és 25 százalék közé tehető (lásd például: OECD, 2002).

12. ábra: A kapacítástartalékok arányának alakulása néhány Európai országban



Forrás: OECD: Electricity Information 2010

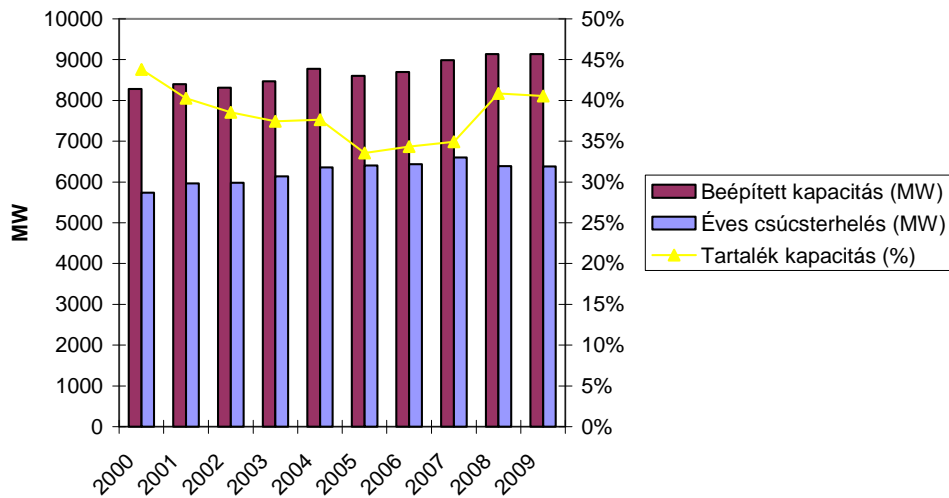
Megjegyzés: A tartalékarány-mutató számításakor a vízerőművek esetében a beépített kapacitás 50, a szél- és naperőművek esetében pedig a beépített kapacitás 20%-kát vettük figyelembe.

A magyar villamosenergia-rendszer kapcsán nem tudunk arról, hogy készültek-e elemzések a biztonságos működéshez szükséges tartalékarány meghatározásra. A hivatkozott nemzetközi tanulmányok alapján ennek értéke Magyarországon is valahol 15 és 25 százalék között kell, hogy mozogjon. További számításainkhoz célértéként a 20%-ot fogjuk használni.

### IV.3. Várható kapacítástartalék arány

A hazai termelővállalatok erőművi kapacitásai jelenleg bőségesen elegendőek a csúcsgények biztonságos kielégítéséhez (13. ábra). A tartalékarány mutató értéke a 2000-es évek folyamán ugyan folyamatosan csökkent, nagysága még a válság előtti években is 35 százalék körül mozgott. A válság hatására visszaeső kereslet eredményeképpen a mutató értéke 2008-ban és 2009-ben 41 százalékra nőtt.

13. ábra: A teljesítőképesség és a tartalék arány alakulása a hazai árampiacon 2000-2009



Forrás: MAVIR, MEH

Megjegyzés: A tartalékarány-mutató számításakor a vízerőművek esetében a beépített kapacitás 50, a szél- és naperőművek esetében pedig a beépített kapacitás 20%-kát vettük figyelembe.

A hazai árampiac tartósan magas tartalékaránya az erőművek közötti verseny hiányával magyarázható. A termelői verseny kialakulásának az MVM és az erőművek között fennálló hosszú távú szerződések jelentették a legfőbb akadályát. A HTM-ek révén domináns pozícióba kerülő MVM-re nem nehezedett erős nyomás hatékony szerződéses portfólió kialakítására, a költség-plusz elszámolású áramvásárlási szerződések pedig nem ösztönözték az erőműveket hatékony gazdálkodásra.<sup>12</sup> A HTM-es struktúra így nagyban hozzájárult egy viszonylag alacsony kihasználtsággal működő, relatíve nagy erőműpark életben tartásához.

A nagy kapacitástöbblet fennmaradásában a termelők egy részének jutatott ártámogatások is lényeges szerepet játszottak. Az Oroszlányi Erőmű megsegítésére 2005-ben bevezették a szénfillért. Az 1950-es években épült barnaszénes erőművek túlélését pedig a kapcsolt és megújuló villamosenergia-termelés támogatására létrehozott kötelező átvételi rendszer tette lehetővé. Az Ajkai, Bakonyi, Borsodi és Pécsi erőművekben a 2000-es évek elején közel 200 MW nagyságú kapacitást állították át vegyes (szén/biomassza) tüzelésre.

A piaci és a szabályozási környezetben bekövetkező változások azonban lassan megteremtik a verseny feltételeit. A termelői verseny kilátásait javítja, hogy az EU Bizottság elmarasztaló döntése nyomán csökkent az inkumbens nagykereskedő által lekötött erőművi kapacitások aránya. (Az MVM 2008-ban felmondta a korábban kötött hosszú távú erőművi szerződéseit és

<sup>12</sup>A HTM-ekben alkalmazott kompenzációs mechanizmus szerint a rendelkezésre álló kapacitások után az erőművek a fix költségek nagyságának megfelelő rendelkezésre állási díjat, a termelt villamos energia után pedig a tüzelőanyag költségeket fedező energiadíjat kaptak. Ez az árazási mechanizmus – azáltal hogy függetlenítette a megtérülést a termelés volumenétől és lehetővé tette a tüzelőanyag-költségek automatikus átháríthatóságát – nem ösztönözte az erőműveket sem a kapacitások jobb kihasználására sem a termelési költségek csökkentésére. (A hatékonytalan működés kirívó példájaként említhetjük a Budapesti Erőmű Rt modern kapcsolt gáztüzelésű erőműveit, amelyek csak az év hét hónapjában, októbertől ápriliséig üzemelnek.)



régi partnerei közül csak a Csepeli, Mátrai és a Paksi Erőművekkel írt alá új szerződéseket.) Pozitív fejlemény, hogy megkezdődött a mai formájában erősen versenytorzító kötelező átvételi rendszer átalakítása. A kapcsolt termelés ártámogatásnak fokozatos megszűnése a piaci alapú kereskedelem bővüléséhez és ezen keresztül várhatóan a verseny erősödéséhez vezet majd. Lényeges változások várhatók a megújuló áramtermelés támogatási rendszerében is. A 2020-as uniós cél teljesítése olyan szabályozási rezsimit tesz szükségessé, amelyben a hangsúly az öreg erőművekben megvalósuló biomassza tüzelés támogatása helyett az új kapacitások felépítésének ösztönzésére kerül.

Az elkövetkező években a verseny térnyerése és a torzító támogatási rezsimek visszaszorulása lényeges változásokat hozhat a kapacitáskínálat szerkezetében. Egyrészt, felgyorsulhat a korábbi években mesterségesen fenntartott kapacitások leépítése. Másrészt, nagyobb lendületet vehetnek a piaci alapon megvalósuló erőművi beruházások. Ennek első jelei már most láthatóak: 2008-2009 folyamán 3 nagyerőmű beruházási projekt jutott el a kivitelezés fázisába. A piaci viszonyok érvényesülése azonban összességében a kapacitások nagyobb kihasználáshoz és ezáltal a tartalékok arányának csökkenéséhez fog vezetni. Optimálisan kialakított piaci szabályrendszer mellett a tartalékok arány hosszú távon a hazai villamosenergia-igények biztonságos kielégítéséhez szükséges mértékűre csökken. Ennek értékét a magyar villamosenergia-rendszer esetében nemzetközi adatok alapján 20%-ra becsültük.

Az erőműpark mérete és tartalékainak aránya természetesen felfelé és lefelé is eltérhet az optimálisnak tartott szinttől. Meghatározható azonban egy olyan sáv, amelyben a rendszer tartalékarány mutatója nagy valószínűséggel mozogni fog. Piaci környezetben a túl nagy tartalékarány kialakulásának határt szab, hogy a piacon kialakuló túlkínálatra és nyomott árakra a befektetők előbb-utóbb a beruházások visszafogásával reagálnak. További számításainkhoz azzal a feltevéssel fogunk élni, hogy a tartalékarány mutató felső értéke 25%.

Piaci és/vagy szabályozási kudarcok esetén a tartalékarány mutató értéke természetesen biztonságos ellátást garantáló 20%-os szint alá is süllyedhet. Kedvezőtlen beruházási környezetben elképzelhető, hogy piaci alapon nem jön létre a biztonságos ellátáshoz szükséges mennyiségű befektetés. A tartalék fogyásának azonban korlátot szab, hogy a kapacitás hiány kialakulása láttán az energiahatóság előbb-utóbb pótlólagos beruházás ösztönző intézkedések bevezetéséhez folyamodik. Erre látunk most példát az Egyesült Királyságban, ahol a kormányzat nemrég jelentős szabályozási intézkedéseket helyezett kilátásba a kapacitáshiány kialakulásának megakadályozása végett. Egyéb intézkedések mellett az angol kormány a kapacitás piac valamilyen formájának újbóli bevezetését is elképzelhetőnek tartja (OFGEM, 2010) (Az angliai árampiac beruházási tapasztalatairól szóló elemzésünk a tanulmány mellékletében olvasható.) A tartalék arány kritikus, szabályozói beavatkozást kiváltó szintjét 15%-ban határoztuk meg.

Mindezek alapján azt prognosztizáljuk, hogy a beruházási klíma alakulásának függvényében a tartalékarány a magyar piacon a 15 és a 25 százalék közötti sávban mozog majd.

## **IV.4. Várható leselejtezések és üzemidő hosszabbítások**

### **IV.4.1. Leselejtezések**

A jövőbeli fejlesztési igények meghatározásához a rendszer tartalékigényei és a várható csúcsigények mellett még a jelenleg üzemelő erőművek leállítási illetve üzemidő hosszabbítási terveiről kell információval rendelkezünk. A leállításokra vonatkozó előrejelzéseink nagyerőművi szegmens vonatkozásában jórészt megegyeznek a MAVIR legutolsó kapacitástervében található adatokkal (MAVIR, 2009). A leállítások legfontosabb jellemzői a következők:

- A Mátrai erőmű kivételével a ma üzemelő szenes erőművek kapacitásainak jelentős részét 2015-ig bezárják (összesen 660 MW). 2020-g pedig a maradék szenes erőművi kapacitások is leselejtezésre kerülnek (190 MW).
- A Mátrai erőmű régi blokkjait 2020-ig (200 MW), majd az újabb blokkok közül egyet 2025-ig leállítanak (220 MW).
- 2020-ig fokozatosan leállítják a Dunamenti II és a Tisza II erőművek blokkjait (összesen 2190 MW).

Ezek alapján 2015-ig 1100, 2015 és 2020 között 2200, 2020 és 2025 között pedig további 660 MW nagyerőművi kapacitás kerül bezárásra.

Természetesen kérdéses, hogy az erőművi leállítások kérdését mennyire lehet elkülönítetten kezelni a fejlesztési kérdésektől. Mivel az új erőmű belépése jelentős hatással vannak a régi erőművek gazdaságosságára és *vica versa*, a kapacitásfejlesztési és leállítási döntések között erős kölcsönhatás érvényesül. Ráadásul az öreg kapacitások tulajdonosai számára az a lehetőség is nyitva áll, hogy kedvezőtlen piaci feltételek mellett erőműveiket csak ideiglenesen állítsák le, arra számítva, hogy a piaci viszonyok javulása esetén azokat majd újra üzembehelyezik (*mothballing*). Az ideiglenes leállítás lehetősége megnyújthatja az öreg és alacsony hatékonyságú erőművek üzemidejét és egyúttal lassíthatja az új kapacitások kiépülését.

A fenti leselejtezési program legbizonytalanabb elemének a Dunamenti II és a Tisza II erőművek leállítását tartjuk. A mentrendtartásra és csúcserőművi funkciók ellátására tervezett Dunamenti II és a Tiszai II erőművek az 1970-es évek második felében épültek. A Dunamenti II erőmű 6\*215 MW, a Tisza II erőmű pedig 4\*225 MW nagyságú erőművi blokkal rendelkezik. Az elmúlt évek piaci és szabályozási fejleményei a két erőmű számára kedvezőtlenül alakultak. Az MVM 2008-ban felmondta a két erőművel kötött hosszú távú szerződéseit, amely szerződések a korábbi években biztos fedezett nyújtottak a két erőmű

összes blokkjának fenntartási és működési költségeire. A rendszerszintű szolgáltatások beszerezése területén is történtek a két erőművet hátrányosan érintő változások. A korábbi években az órás tartalékokat a rendszerirányító tipikusan a Dunamenti és Tiszai erőművekben kötötte le. 2010-től azonban a MAVIR nem köt éves szerződéseket órás tartalékok igénybevételére.

Részben az alacsony nagykereskedelmi árak és a relatíve drága gázárak miatt a két erőmű nagyon alacsony kihasználtsággal működött az elmúlt másfél évben. 2009-ben a Dunamenti II. mindössze 500 GWh, a Tisza II pedig 1700 GWh villamos energiát értékesített a nagykereskedelmi piacon. (Összehasonlításképpen, a két erőmű együttes termelése nagyjából egy közepes kihasználtsággal működő 460 MW-os erőmű éves kibocsátásával egyezik meg.) A két erőmű jövőbeli piaci kilátásai sem kedvezőek, figyelembe véve, hogy a most épülő erőművek (Gönyü, Dunamenti G3, Bakony OCGT) éppen a menettrendtartási és csúcserőművi részpiacokon növelik majd a versenyt.

A Dunamenti és a Tiszai erőművek bevételeinek döntő hányada jelenleg a tartalék és szabályozási energia piacról származik. A két erőmű egyenként 200-250 MW nagyságú, szekunder és perces szabályozásra igénybe vehető kapacitást értékesít évente. Az ebből származó bevételek egyelőre jelentősek, mert a két erőmű által uralt szabályozási piacon magas rendelkezésre állási és energia díjak alakultak ki. Az új CCGT-k és OCGT erőmű piacra lépése azonban a szabályozási energiapiacra is a verseny erősödéséhez és alacsonyabb árakhoz fog vezetni.

A fentiek alapján úgy véljük, hogy a Dunamenti II és a Tisza II erőművek a jövőben elsősorban csúcs- és szabályozó erőműként fognak működni. A hazai piac mérete és az új versenytársak megjelenése következtében a két erőmű beépített teljesítőképességénél jóval kisebb mennyiségű kapacitás értékesítésre nyílik majd azonban mód. Mindezek fényében a MAVIR által valószínűsített leselejtezési menettrendet reálisnak tartjuk. Arra természetesen látunk esélyt, hogy a tulajdonosok a végleges bezárás mellett egy-egy blokk esetében az ideiglenes leállítás mellett döntenek majd.

Végül megjegyezzük, hogy mivel az új erőművek építésében az inkumbens vállalatok a legaktívabbak, a régi erőművek leállítása és az új erőművek kiépülésnek dinamikájával kapcsolatos bizonytalanságok csak kisebb mértékben befolyásolják a piac tulajdonosi szerkezetére vonatkozó előrejelzésünket.

A nagyerőművi szegmens mellett a kiserőművi szegmensben is számottevő leselejtezések várhatók. A jelenleg üzemelő összesen mintegy 610 MW beépített kapacitású gázmotoros erőművi állomány mérete 2020-ra 210 MW-ra, 2025-re pedig 0-ra csökken. Számításaink szerint a gázmotoros erőművi beruházások piaci feltételek mellett nem térülnek meg (REKK 2010). Ezért a kis kapcsolt termelők ártámogatásának megszűnése azt valószínűsíti, hogy a leszerelt gázmotorokat nem fogják újjal pótolni.

#### **IV.4.2. Üzemidő hosszabbítások**

A Paksi Atomerőmű négy blokkjának működési engedélyei 2012 és 2017 között lejárnak. Az erőmű 20 éves üzemidő hosszabbításra vonatkozó előzetes kérelmét az Országos Atomenergia Hivatal 2009-ben jóváhagyta. Mivel kevés bizonytalanságot látunk az üzemidő-hosszabbítás megvalósulásával kapcsolatban, a meglévő paksi blokk esetében 2032-37-ig tartó üzemeléssel számolunk.

## **IV.5. Erőművi beruházások várható volumene**

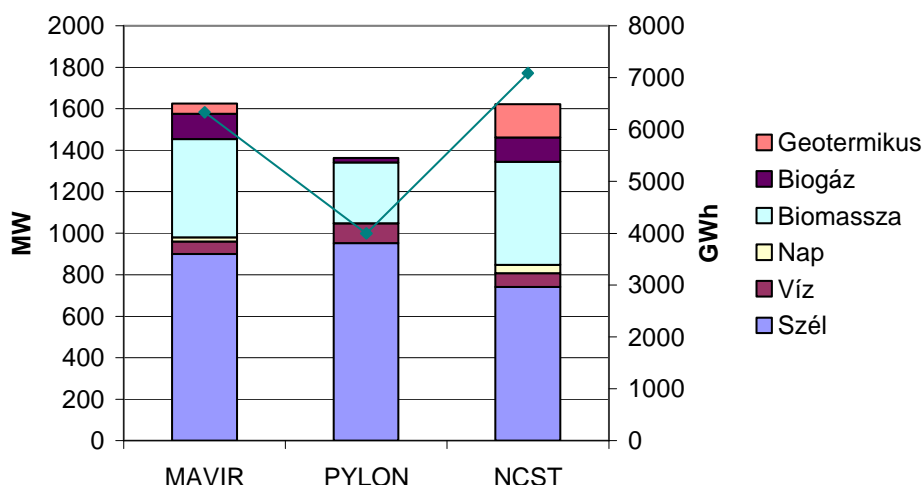
### **IV.5.1. Megújuló erőművek**

A megújuló energiaforrással működő erőművek villamosenergia-termelése 2009-ben elérte a 2660 GWh-át, ami a hazai felhasználás 6,7%-nak felel meg. A zöld áram 80%-ka a szén-biomassza vegyes tüzelésűre átalakított régi szenes erőművi blokkokból, 11%-ka szélerőművekből, a fennmaradó 9%-ék pedig víz és biogáz erőművekből származik.

A megújuló direktíva alapján Magyarországnak 2020-ig a bruttó energiafelhasználásán belül 13%-ra kell növelnie a megújuló energiaforrások arányát. Bár az energiahivatalban 2009 folyamán megkezdődött a megújulás szabályozás átalakítására irányuló szakértői munka, Magyarország mindez idáig adós maradt egy koherens megújuló energiapolitika kialakításával.

Az alábbi ábrán három szakértői anyag megújuló villamosenergia-termelésre vonatkozó 2020-as célszámait hasonlítjuk össze. A megújuló kapacitások nagyságát tekintve a MAVIR és a Nemzeti Cselekvési Terv célszámait lényegében megegyeznek egymással, mindkét tanulmány kb. 1600 MW megújuló erőművi kapacitással számol 2020-ra. A két tanulmány villamosenergia-termelésre vonatkozó előrejelzése közötti különbség azzal magyarázható, hogy az NCST készítői a MAVIR-hoz képest kisebb szélerőmű-parkkal ugyanakkor több biomassza és geotermikus kapacitás felépítésével számolnak. A harmadik szakértői anyag (Pylon, 2010) az uniós megújulás cél teljesítésére vonatkozóan három forgatókönyvet vizsgál, amelyek közül a mi ábránk csak a „legkisebb költségen” megvalósítható scenáriót tartalmazza. Ez az előrejelzés a másik két tanulmányhoz képest valamivel kisebb megújuló erőműállománnyal és energiatermeléssel számol.

14. ábra: Tervek és prognózisok a megújuló villamosenergia-termelésre 2020-ban



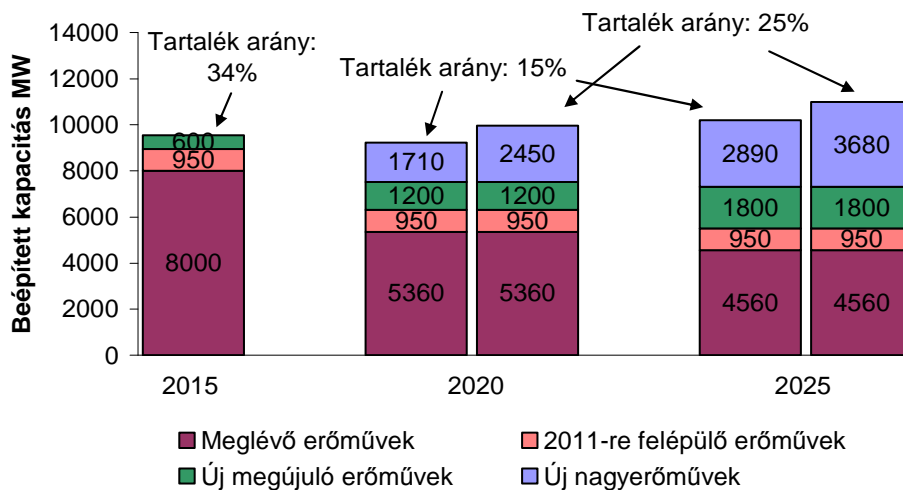
Forrás: MAVIR, MEH, NCST

Az uniós előírás teljesítéséhez szükséges megújuló erőműpark méretét a fenti tanulmányok alapján 1600 MW-ra becsüljük. A megújuló villamos energiát szolgáltató erőművek jelenlegi kapacitása 650 MW, amiből azonban 350 MW kapacitást, vagyis a Mátrai blokk kivételével az összes ma működő vegyes tüzelésű biomassza erőműveket 2020-ra leállítják. Ez azt jelenti, hogy a megújulós cél teljesítéséhez az elkövetkező 10 ében összesen mintegy 1200 MW megújuló erőforrással működő erőművet kell felépíteni.

#### IV.5.2. Hagyományos erőművek (nagyerőművek)

A hagyományos erőműfejlesztések volumenét döntően a piaci viszonyok és a tágabb regulációs környezet minősége fogja meghatározni. Az erőműfejlesztések nagyságát felülről a piaci mechanizmus (túlkínálat kialakulása), alulról pedig az állami intervenció (beruházás támogatási rendszerek bevezetése) korlátozza. A kapacitásbővítések felső értékére vonatkozó prognózisunk az optimális méretünél nagyobb – az éves csúcsgények 25%-nak megfelelő kapacitástartalékkal rendelkező –, míg a kapacitásbővítések alsó értékére vonatkozó előrejelzésünk egy kapacitáshiányos – az éves csúcsgények 15%-nak megfelelő kapacitástartalékkal rendelkező – erőműparkot vesz figyelembe (15. ábra).

15. ábra: Forгатókönyvek az erőműállomány alakulására



Forrás: saját számítások

2015-re a hazai villamosenergia-rendszer csúcsgénye 6380 MW-ról 6880 MW-ra nő. Az erőműpark mérete a leselejtezések (összesen 1200 MW), a most épülő nagyerőművek (950 MW) és az addigra várhatóan felépülő új megújuló termelőegységek (600 MW) együttes eredőjeként 9550 MW-ra nő (15. ábra). A tartalék-arány mutató várható értéke 2015-ben így bőségesen a szükségesnek tekintett érték fölött, 34%-os szinten lesz (15. ábra). A piacot meghatározó túlkínálat miatt a 2010 és 2015 közötti időszakban nem számolunk újabb nagyerőmű üzembeállításával.

2020-ra valószínűleg jelentősen átalakul a hazai erőműállomány összetétele (15. ábra). A 2015 és 2020 közötti időszakban a ma működő erőművek egyharmada (összesen 2640 MW kapacitás) leselejtezése kerül. Ezért a csúcsgények és a megújuló erőművi kapacitások várható bővülését is figyelembe véve 2020-ra számottevő hagyományos erőművi kapacitás megépülése valószínűsíthető. A rendszer tartalékszükséglete 2080 MW új nagyerőművi kapacitás üzembehelyezését tenné szükségessé. A beruházások tényleges értéke ettől 350-400 MW-tal lefele és felfele is eltérhet. Előrejelzésünk alapján tehát az új erőműfejlesztések volumene 1710 és 2450 MW között, a teljes erőműpark mérete pedig ennek függvényében 9220 és 9960 MW között alakulhat 2020-ban.

A keresletre vonatkozó előrejelzésünk szerint 2025-re az ország éves csúcsgénye eléri 8000 MW-ot. A ma meglévő 9200 MW erőművi kapacitásból ebben az időszakban még 4560 MW termelőkapacitás fog működni, ezen kívül üzemelni fog a 2012-re felépülő Gönyüi, Dunamenti G3 és Bakonyi OCGT erőművek, létrejön kb. 1800 MW megújuló erőművi kapacitás és a beruházási kedv alakulásának függvényében eddig az időpontig felépülhet 2890-3660 MW új nagyerőművi kapacitás.

A fentieket összegezve megállapíthatjuk, hogy az elkövetkező 15 évben az erőmű-beruházások tekintélyes része az ártámogatásban részesülő megújuló szektorba fog irányulni.

Az összes erőművi beruházáson belül a magújuló kapacitások részaránya minimum 33 százalék lesz, ha azonban a piaci alapú befektetések megítélése kedvezőtlenül alakul, akkor a megújuló beruházások részaránya 40 százalék körüli értéket is elérhet.

## **IV.6. Összevetés a MAVIR kapacitástervével**

A MAVIR két évente prognózist készít a hazai villamosenergia- és erőműlétesítési igények várható alakulásáról. Az alábbiakban a saját eredményeinket összevetjük „A villamosenergia-rendszer rövid, közép- és hosszú távú forrásoldali kapacitásmérlege” című, 2009 végén publikált MAVIR tanulmány eredményeivel.

A két tanulmány kiinduló feltevései számos ponton megegyeznek. A mi elemzésünk és a MAVIR által készített tanulmány is évi 1,5 százalékos kereslet, illetve csúcsgény növekedést prognosztizál. Mindkét tanulmány azonos feltevéseket használ a nagy erőművi leselejtezések tekintetében. És lényegében azonos feltevésekkel élünk a megújuló erőművi kapacitások bővülése vonatkozásában is.

A mi prognózisuk és a MAVIR előrejelzése két lényeges ponton tér el egymástól. Az első fontos különbség, hogy míg mi a kis kapcsolt villamosenergia-termelés esetében a termelő kapacitások nagyarányú csökkenésével, addig a MAVIR a kapacitásállomány szinten maradásával számol. Ebből adódóan az erőmű-leállítások kumulált nagysága a mi prognózisunkban 600 MW-tal nagyobb a MAVIR által figyelembe vett értéknél. A két tanulmány között a leglényegesebb elérés azonban ez erőműpark, illetve a nagy erőmű-fejlesztések várható nagyságának megítélésben mutatkozik (16. ábra). Először a biztonságos ellátáshoz szükséges erőműpark-méretre vonatkozó feltevéseket vetjük össze.

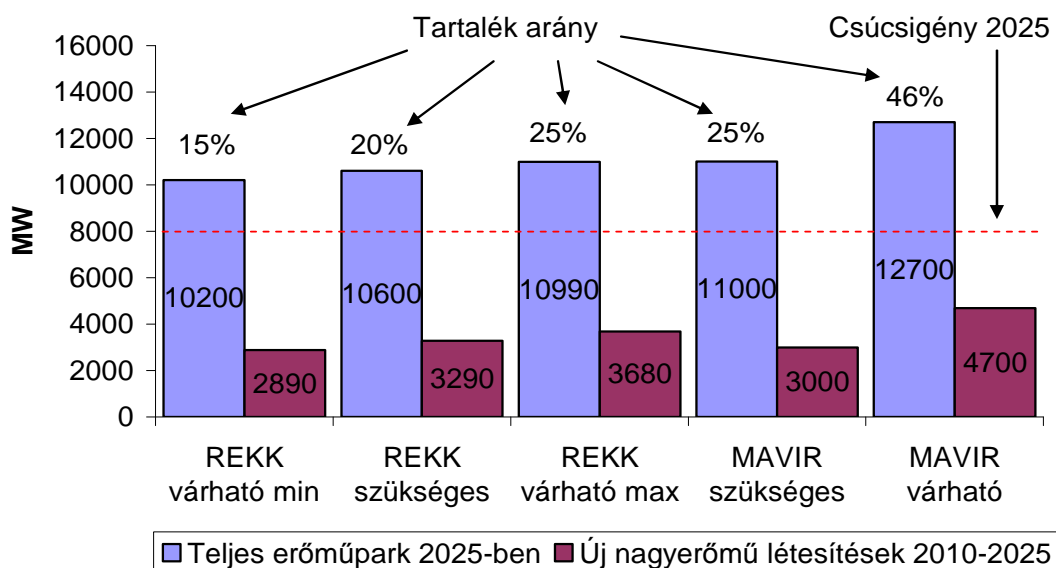
A 2025-re prognosztizált 8000 MW-os csúcsgény biztonságos ellátásához a MAVIR 11000, míg mi 10600 MW-os beépített kapacitású erőműállományt tartunk szükségesnek. Az eltérés a tartalékarány szükséges mértékére vonatkozó feltevések különbözőségéből adódik, ami a MAVIR esetében 25, a mi esetünkben pedig 20%. A kisebb erőműpark ellenére mi nagyobb fejlesztési igénnyel számolunk, ami a kis kapcsolt villamosenergia-termelés jövőnek eltérő megítélésből fakad (lásd feljebb).

Az igazán jelentős eltérés a két tanulmány között azonban az erőműpark várható méretének és a várható erőműfejlesztések volumenének megítélésben mutatkozik. 2025-re a MAVIR egy 12700 MW nagyságú erőműparkot vizionál, ami az erőműpark méretére általunk adott előrejelzés alsóértékét 2500, felsőértékét pedig 1700 MW-tal haladja meg (16. ábra). Ennek megfelelően a MAVIR nagy erőművi kapacitásbővítésre vonatkozó prognózisa is jelentősen meghaladja a mi előrejelzésünket (16. ábra).

A MAVIR erőműpark mértére, illetve a kapacitásbővítések nagyságára vonatkozó előrejelzését megalapozatlannak tartjuk. A 12700 MW-os kapacitásállomány mellett 2025-re 46%-ra nőne a kapacitástartalékok aránya. Ilyen mértékű túlkínálat kialakulása piaci viszonyok között szinte elképzelhetetlen. A MAVIR tanulmány részletes előrejelzést nyújt az

erőműpark összetételére, az egyes erőművek termelésére és kihasználtságára vonatkozóan is. A MAVIR által prognosztizált erőműpark túlépítettségét jól tükrözi, hogy az előrejelzéshez tartozó energiamérlegben az új nagyerőművek kibocsátása nagyon alacsony szinten van. Az előrejelzett teherkiosztás alapján az új erőművek átlagosan 40, az új CCGT-ék pedig 37%-os kihasználtsággal működnek.

16. ábra: Prognózis az erőműpark méretére és a nagyerőmű építések volumenére: REKK vs. MAVIR



Forrás: Saját számítás, MAVIR



## V. A hazai áramtermelő-szektor szerkezete 2015-ben, 2020-ban és 2025-ben

---

Az előző fejezetben a hazai árampiac kapacitásfejlesztési igényét – „felülről lefelé” elemzési technikát követve – a hazai kereslet növekedéséből és a meglévő erőművi kapacitások leselejtezési menetrendjéből kiindulva határoztuk meg. Az erőművi beruházások várható alakulását most „alulról felfelé”, a befektetők fejlesztési tervein keresztül vizsgáljuk. A hazai piac kapacitásigénye és a befektetők fejlesztési tervei alapján erőműépítési forgatókönyveket vázolunk fel. A fejezet végén a hazai áramszektor tulajdonosi struktúrájának és versenyviszonyainak jövőbeli alakulását az erőműépítési forgatókönyvek alapján vizsgáljuk.

### V.1. Erőmű beruházási tervek

A Platts *Energy in East Europe* című kiadványa rendszeres felmérést végez a kelet-európai országok árampiacain tervezett erőművi beruházásokról. A Platts legutolsó, idén áprilisban készült felmérése alapján készítettük el az alábbi táblázatot, amely a magyar piacra vonatkozó erőműfejlesztési projektek legfontosabb adatait tartalmazza. A táblázat a tervezett erőművek főbb műszaki paramétereit mellett a fejlesztők tulajdonosi hátterére, az üzembeállítás tervezett időpontjára és a beruházás előrehaladottságára vonatkozó információkat is tartalmaznak. A beruházás előrehaladottsága alapján megkülönböztetünk:

- i) építés alatt álló erőműveket,
- ii) erőműveket, amelyek építéséhez a szükséges engedélyeket megszerezték,
- iii) olyan erőműveket, ahol engedélyezés folyamatát elkezdték és
- iv) végül olyan projekteket, amelyek még csak tervezési fázisban vannak.

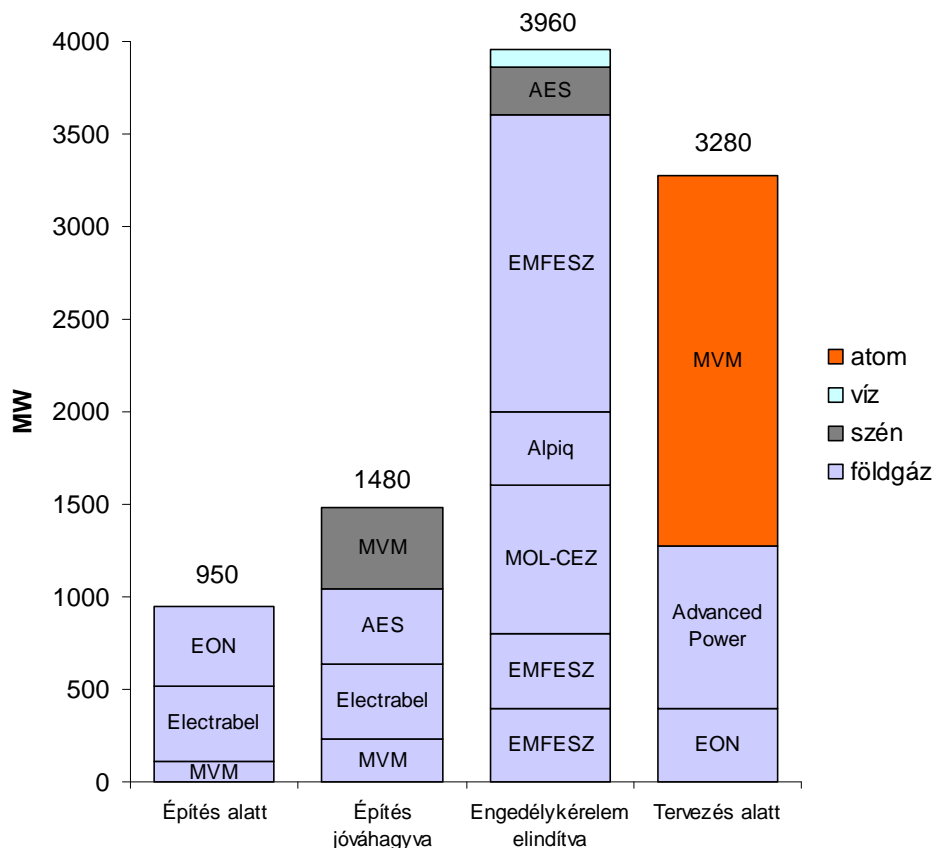
A táblázatban csak a hagyományos és az 50 MW-nál nagyobb kapacitású erőműveket tüntettük fel.

A tervezőasztalon lévő projektek vizsgálatával – annak ellenére, hogy a tervezett projektek nagyobb része végül nem jut el a megvalósítás fázisába – fontos információkat kaphatunk a potenciális befektetők körére és a hazai erőműépítés várható tendenciáira vonatkozóan.

A kilátásába helyezett erőmű-fejlesztési projektek listája alapján látható, hogy nagyerőmű építésében elsősorban a már piacon lévő vállalatok gondolkodnak (17. ábra). Az előrehaladott projektek, vagyis az „építés alatt álló” és az „építés jóváhagyva” státuszú erőművek befektetői között kizárólag a hazai árampiacon jelentős érdekeltségekkel rendelkező vállalatokat találunk. A kevésbé előrehaladott és ezért jóval bizonytalanabb kimenetelű – tehát az engedélyeztetési folyamatot elindító, illetve tervezési fázisban lévő – projektek esetében a piacon lévő vállalatok részaránya nagyjából 42%-os. Az erőművi beruházások tervezésében az inkumbens nagykereskedő tekinthető az egyik legaktívabb szereplőnek. A kapacitások

nagysága alapján az MVM az előrehaladott projektek 33, a kevésbé előrehaladott projektek 27%-ban vesz részt.

**17. ábra: Az erőmű-beruházási tervek tulajdonosi, valamint tüzelőanyag és előrehaladottsági szint szerinti struktúrája**



Forrás: Platts 2010 és saját gyűjtés

A 17. ábra alapján az is jól látható, hogy az erőművi befektetők jelenleg elsősorban földgáztüzelésű erőművek építésében gondolkodnak. Az előrehaladottnak tekinthető fejlesztések közül a földgáztüzelésű erőművek részaránya a beépített kapacitás alapján 80 %, míg az építés alatt álló erőművek esetében ez az arány 100%. Az összes ismert beruházási projekt közül a földgáztüzelésű erőművek részaránya 70%-os. Az épülő illetve tervezett összesen 13 gázos erőmű közül 13 kombinált ciklusú, 1 pedig nyílt ciklusú gázturbinás erőmű.

A tőke-intenzív beruházási tervek között két szenes, egy atom és egy kis szivattyús-tározós erőművet találunk. A 100 MW-os vízerőművet a Duna-Dráva Cement, az importszén-tüzelésű 260 MW-os Borsodi Erőművet az AES tervezi. A két nagyobb léptékű beruházás – a 2000 MW-os paksi bővítés és a 440 MW-os lignittüzelésű mátrai blokkok – előkészítése ugyanakkor az MVM nevéhez fűződik. (Az új mátrai blokk kivitelezésére létrejött projektársaságot az MVM és az RWE 75%/25%-os arányban tulajdonolják.)

4. táblázat: Erőmű-fejlesztési projektek Magyarországon (hagyományos erőművek, >50MW)

Erőmű	Tulajdonosok	Tüzelőanyag, típus	Beépített kapacitás MW	Üzembe állítás tervezett időpontja	Előrehaladottság mértéke
Bakonyi OCGT	MVM 51%, Euroinvest 49%	földgáz, OCGT	116	2010	Építés alatt
Dunamenti G3	Electrabel	földgáz, CCGT	400	2011	Építés alatt
Gönyű	EON	földgáz, CCGT	430	2011	Építés alatt
Vásárosnamény	MVM 51%, System Consulting 25%	földgáz, CCGT	234	2012	Építés jóváhagyva
Dunamenti G4	Electrabel	földgáz, CCGT	400	2012	Építés jóváhagyva
Tisza II	AES	földgáz, CCGT	410	2012	Építés jóváhagyva
Mátra II	MVM 75%, RWE 25%	lignit	440	2015	Építés jóváhagyva
Nyírtass	EMFESZ	földgáz, CCGT	400	2012	Engedélykérelem elindítva
Nyírtass	EMFESZ	földgáz, CCGT	400	2012	Engedélykérelem elindítva
Százhalombatta	MOL-CEZ	földgáz, CCGT	800	2013	Engedélykérelem elindítva
Vác PS	Duna-Dráva Cement	víz, szivattyústározós	100	2014	Engedélykérelem elindítva
Borsod	AES	lignit/szén	260	2014	Engedélykérelem elindítva
Csepel III	Alpiq	földgáz, CCGT	400	2015	Engedélykérelem elindítva
Nyírtass	EMFESZ	földgáz, CCGT	1600	2015	Engedélykérelem elindítva
Mohács	EON	földgáz, CCGT	400	2015	Tervezés alatt
Szeged	Advanced Power	földgáz, CCGT	880	2015	Tervezés alatt
Paks II A	MVM	atom	1000	2020	Tervezés alatt
Paks II B	MVM	atom	1000	2025	Tervezés alatt

Forrás: Platts 2010 és saját gyűjtés

## V.2. Erőműépítési forgatókönyvek

A hazai áramtermelő-szektor jövőjének alakulása szempontjából a legnagyobb kérdést a paksi bővítés terve jelenti. A paksi bővítés megvalósulásának esélyét – illetve megvalósulás esetén annak pontos idejét – az atomerőmű-építésekkel kapcsolatos általános bizonytalanságok és az állami szerepvállalásból fakadó további bizonytalanságok okán nagyon nehéz megbecsülni. Ugyanakkor ma ismereteink szerint Magyarország megújuló villamosenergia-termelési potenciálja viszonylag alacsony, s ezért nehezen elképzelhető, hogy nukleáris bázisú villamosenergia-termelés híján Magyarország képes lesz a várhatóan egyre szigorodó CO2 kibocsátási célok megvalósítására. Ez azt valószínűsíti, hogy az új atomerőművi blokkok legkésőbb a régi paksi blokkok meghosszabbított üzemidejének végére – vagyis 2030-as évek közepére – megvalósulnak. Mivel a paksi bővítés piaci hatásai nagyon jelentősek, de

megvalósulásának ideje nehezen megjósolható, a hazai erőműépítések alakulását a továbbiakban három forgatókönyv mentén vizsgáljuk:

- i)* egy olyanban, amelyben a paksi bővítés csúszás nélkül megvalósul, vagyis 2020-ra elkészül az első, majd 2025-re pedig elkészül a második blokk is,
- ii)* egy olyanban amelyben a paksi bővítés 5 éves csúszással valósul meg, azaz 2025-re felépül az első blokk és 2030-ra elkészül a második blokk is, és végül
- iii)* egy olyanban, amelyben a paksi bővítés 10 éves csúszással valósul meg, vagyis az első blokk 2030-ban, a második blokk pedig 2035-ben lép üzembe.

A paksi bővítés megvalósulásával kapcsolatban az egyik legnagyobb kérdőjelet a beruházás finanszírozhatósága jelenti. A paksi bővítés beruházási költsége blokkonként 1000 Mrd forintba tehető, ami azt jelenti, hogy az új atomerőmű teljes beruházási költsége hozzávetőlegesen a hazai GDP 7 százalékának felel meg. Egy atomerőmű-fejlesztés piaci alapú finanszírozása normál piaci viszonyok között is komoly kihívást jelent. A jelenlegi pénz- és tőkepiaci környezetben a paksi fejlesztés vélhetően csak nagyon magas tőkeköltség mellett juthatna beruházási forráshoz.

Az is kétséges, hogy az MVM képes-e önállóan finanszírozni a Paksi Atomerőmű bővítését. A projekt hitelgénye – 30% saját erőt és 70% hitelt feltételezve – blokkonként 700 milliárd forintba rúg. Ha az MVM többségi irányítási jogot szeretne az új atomerőműben, akkor a tulajdoni részesedésétől függetlenül a beruházáshoz kapcsolódó hiteleket 100%-ban be kellene konszolidálnia az MVM mérlegébe. Nem valószínű, hogy ekkora pótlólagos adósságállomány bekonzolidálásra a vállalat fennálló hitelszerződésai feltételeinek megsértése nélkül mód lenne.

Ez a probléma elvileg kezelhető lenne úgy, hogy ha a hitelfelvétel állami garancia vállalás mellett történne; ebben az esetben a szóban forgó hitelt a magyar államadósságba kellene bekonzolidálni. Magyarország pénzügy helyzete alapján azonban kizártnak tartjuk, hogy a közeljövőben a magyar állam akár állami garanciavállalással, akár más módon hajlandó lenne a paksi beruházás finanszírozásához hozzájárulni.

A paksi bővítés finanszírozása körüli kérdőjelek miatt az új atomerőmű építésének elhalasztását, vagyis a második, vagy még inkább a harmadik forgatókönyv megvalósulást tartjuk a legvalószínűbbnek.

### **V.2.1. A paksi bővítés más erőműfejlesztési projektekre gyakorolt hatása**

Az új paksi atomerőmű más erőművi beruházásokra gyakorolt hatását elsőként a REKK által kifejlesztett regionális árampiaci modell segítségével vizsgáljuk. A regionális árampiaci modell egyszerre szimulálja a közép-és délkelet-európa országok villamosenergia-piacait és az ezek közötti kereskedelmi áramlásokat. Mivel Magyarország kis ország erős nemzetközi távvezeték-összeköttetésekkel, a hazai árakat és a belföldi erőművek értékesítési lehetőségét

jelentős mértékben a szomszédos országok piaci viszonyai határozzák meg. A több-országos modell fő előnye abban rejlik, hogy az egyes országok villamosenergia-árait és az országok közötti kereskedelmi tranzakciókat konzisztens módon, az összes ország keresleti és kínálati viszonyainak, valamint a nemzetközi hálózati korlátoknak az együttes figyelembevételével határozza meg.

A regionális modell jelenlegi formájában azonban csak korlátozottan használható a paksi bővítés hatásainak vizsgálatára. Mivel a szomszédos országok erőműállományának alakulásáról 2020-ig rendelkezünk megbízható információkkal, a modellfuttatásokat is csak 2020-ig tudjuk elvégezni. Az első paksi blokk ugyanakkor legkorábban 2020-ra készülhet el, ami azt jelenti, hogy ennek hatásait csak erre az egy évre vonatkozóan tudjuk elemezni a szimulációs modellel.

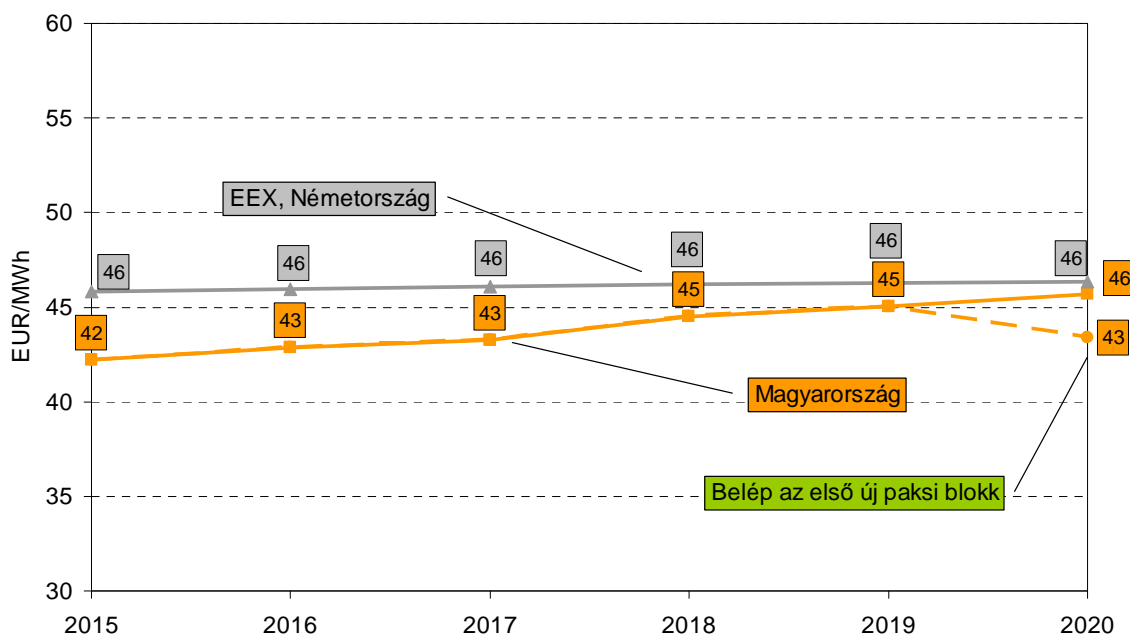
A modell meglehetősen összetett, ezért felépítését és a bemenő adatokra vonatkozó feltevéseket a tanulmány mellékletében közöljük. Egy fontos feltevésre azonban már itt szeretnénk felhívni a figyelmet.

A regionális piaci modell statikus modell, ezért hosszú távú előrejelzés készítésekor döntenünk kell arról, hogyan vesszük figyelembe az jövőbeli kapacitásbővítésekre vonatkozó befektetői terveket. Ha a különböző megvalósítási fázisban lévő beruházási projektek közül minden projektet figyelembe veszünk, akkor jelentősen túlbecsüljük a modellezett régió kapacitáskínálatát. Ugyanakkor, ha csak az épülő erőműveket vesszük figyelembe, akkor - főleg a távolabbi években - minden bizonnyal alulbecsüljük a kapacitáskínálatot. Ezért köztes megoldásként azt az opciót választottuk, hogy az egyes országok kapacitáskínálatában a meglévő erőműpark mellett a már épülő, valamint a már engedélyezett - azaz az „építés alatt” és az „építés jóváhagyva” státuszú - erőműveket vettük figyelembe. A szomszédos országokban tervezett erőművi beruházásokra vonatkozó adatok a már ismertetett Platts adatbázisból származnak.

A számítások során viszonylag alacsony gázárakat (250\$/m<sup>3</sup>) és alacsony CO<sub>2</sub>-kvóta árakat (15€/tonna) vettünk figyelembe.

A modellezés eredményeként kapott hazai villamosenergia-árakat a következő ábra mutatja. A modellszámítások alapján az első új paksi blokk piacra lépése kb. 2,5 EUR/MWh-val csökkentené a hazai zsinóráram árát (18. ábra)

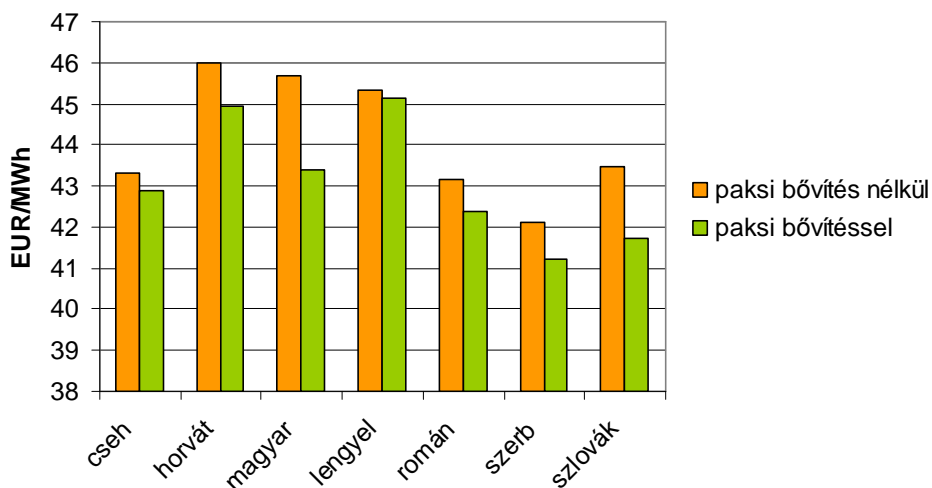
18. ábra: A zsinórárak alakulása Németországban és Magyarországon alacsony gázárak (250\$/m3) mellett



Forrás: saját számítás

Az új magyar atomerőmű regionális piaci hatásai is jelentősek lennének. A paksi bővítés a zsinórárakat Szlovákiában közel 2, Horvátországban 1, Szerbiában közel 1, Romániában 0,8, Csehországban pedig közel 0,5 EUR/MWh-val húzná lejjebb (19. ábra).

19. ábra: A paksi bővítés hatása a régiós országok villamosenergia-áraitra

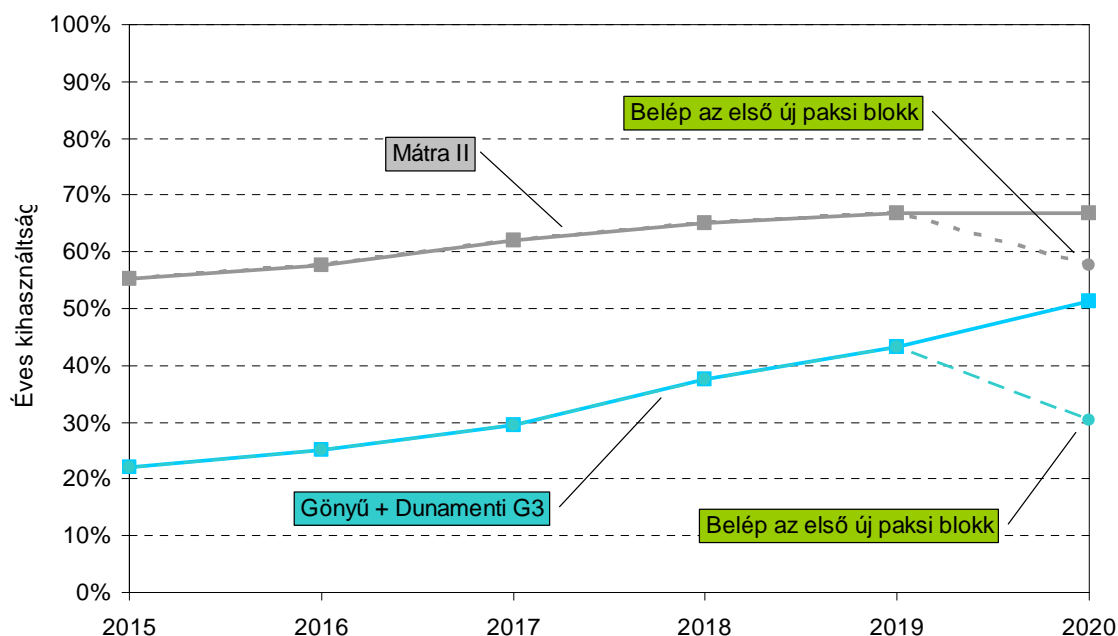


Forrás: saját számítások

Az árak mellett az új atomerőmű a fosszilis erőművek kihasználtságára is jelentős hatást gyakorolna. Modelleredményeink azt mutatják, hogy az első új paksi blokk belépése az új

mátrai blokk éves kihasználtságát kb. 10, az új CCGT erőművek (Gönyű és Dunamenti G3) kihasználtságát pedig átlagosan 20%-kal csökkentené (20. ábra).

20. ábra: Az új szenes és gázos erőművek kihasználtsága az új atomerőművi blokk belépése előtt és után



Forrás: saját számítás

## V.2.2. Első forgatókönyv: a paksi bővítés csúszás nélkül megvalósul

Az első erőműépítési forgatókönyvünk legfontosabb eleme, hogy a paksi bővítés a jelenlegi terveknek megfelelően megvalósul. Eszerint az MVM a következő négy évben megszerzi a kivitelezés elindításához szükséges engedélyeket, az évtized második felében felépíti az első – a jelenlegi tervek szerint – 1000 MW-os blokkot (Paks II. A), majd a következő évtized első felében felépíti második 1000 MW-os blokkot is (Paks II. B).

Az előző fejezetben a csúcsgények előrejelzése és meglévő erőművi kapacitások állományában várható változások alapján arra a következtetésre jutottunk, hogy 2015-ig 0, 2020-ig 1710-2450 MW, illetve 2025-ig összesen 2890-3680 MW nagyerőművi kapacitás kiépülése várható. Ha a fejlesztések összvolumenére vonatkozó számításainak helyesek, akkora az új paksi erőmű mellett ebben a forgatókönyvben még további 1000-1500 MW

nagyerőművi kapacitás felépülése valószínűsíthető. Az alábbiakban a paksi bővítés hatásait is figyelembe véve megpróbáljuk meghatározni a Pakson kívüli erőműfejlesztések összetételét.

A paksi fejlesztés, amelynek költsége blokkonként kb. 1000 milliárd forintba tehető, csak nagyon jelentős hitelfelvétel mellett valósulhat meg. Ezért az atomerőmű-építés egyik fontos következménye az, hogy a paksi projekt mellett az MVM nem lesz képes más erőműfejlesztési projektek finanszírozásában részt venni. Ebben a forgatókönyvben ezért azt feltételezzük, hogy az MVM kiszáll mind a Mátrai Erőműben tervezett új lignittüzelésű blokk, mind a Vásárosnaményba tervezett új gáztüzelésű erőmű finanszírozásából.

Az új atomerőmű korai megépülésével minimálisra csökkennek az új mátrai erőmű megvalósulásának esélyei. A tőke-intenzív technológia miatt a mátrai projekt gazdaságossága nagyon érzékeny az erőmű várható kihasználtságára. Az új atomerőmű határköltsége alacsonyabb, mint a szenes erőművéké, ezért az atomerőművi kínálat bővülése *ceteris paribus* a szenes erőművek kihasználtságának csökkenéséhez vezet. Ezt a fenti modelledményeink is megerősítették. A regionális szinten is jelentős méretű paksi bővítés tehát nagymértékben csökkenti az esélyét annak, hogy az új mátrai erőmű a beruházás megtérüléshez szükséges kapacitáskihasználtsággal tudjon működni.

A fenti megállapításaink a másik szenes erőművi fejlesztésre, az AES által tervezett Borsodi Erőműre is állnak. Ezért azzal számolunk, hogy az atomerőművi bővítés korai megvalósulása esetén az AES eláll a Borsodi Erőmű felépítésétől.

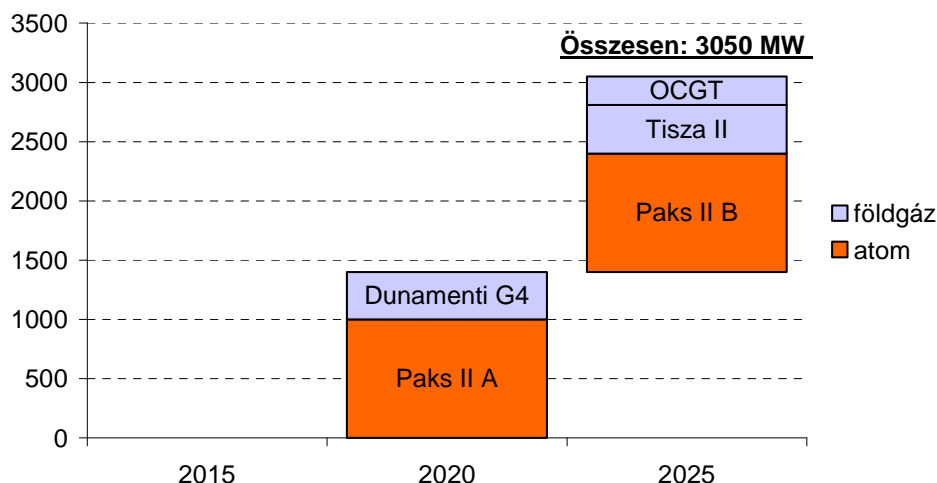
Az atomerőművi és ezáltal az alaperőművi kapacitások nagyarányú bővülése miatt tehát elsősorban kombinált ciklusú gázturbinás erőművek létesítésére lehet számítani. A csúcsgények növekedése, az új atomerőművi blokk nagy egységteljesítménye, valamint a szélerőművi kapacitások növekedése a CCGT-ék mellett indokoltá teheti terciér szabályozási funkciót ellátó nyílt ciklusú gázturbinák létesítését is. A paksi bővítés esetén ezért két 400 MW-os kombinált ciklusú és két 120 MW-os nyílt ciklusú gázturbina – tehát összesen további 1040 MW nagyerőművi kapacitás – megépülésével számolunk a 2015 és 2025 közötti években.

Nehéz megjósolni, hogy a számos előkészítés alatt álló CCGT beruházás közül végül melyek valósulnának meg ebben a forgatókönyvben. Azt szinte biztosra vesszük, hogy a tulajdonosi és finanszírozási szempontból amúgy is zűrös hátterű Vásárosnaményi Erőmű az MVM részvétele nélkül nem valósul meg. A maradék hat projekt közül a Dunamenti G4 és Tisza II projektek megvalósítása van a legelőrehaladottabb fázisban. E két projekt megvalósulása mellett szól az is, hogy olyan barnamezős beruházások, ahol az új erőművi egységet régi erőművi blokkok átalakításával hozzák létre. Ezért a Dunamenti G4 és az új Tisza II építési költségei vélhetően számottevően alacsonyabbak egy standard zöldmezős CCGT erőmű beruházási költségeinél. (Sajtóinformációk szerint a zöldmezős gönyői erőmű beruházási költsége 400 millió, míg a Dunamenti G3 „repowering” költsége 220 millió euróra tehető.) Ezek alapján a paksi bővítés korai megvalósulása esetén e két CCGT erőmű felépülésével számolunk.



A gyorsan indítható nyílt ciklusú gázturbinákat alapvetően csúcserőművi és tartalékerőművi funkciók ellátására tervezik. Az OCGT-ék magas határkölségük miatt a merit order végén vannak, s ezért tipikusan csak a magas keresleti és/vagy kapacitásszüksős időszakokban üzemelnek. Az alacsony óraszámú működés miatt az OCGT termékpiaci bevételei nehezen kiszámíthatóak. A termékpiaci értékestés mellett az OCGT-ék szabályozási piacon történő kapacitásértékesítésből juthatnak még bevételhez. Ezt a bevételi forrást azt teszi bizonytalanná, hogy a rendszerirányító által működtetett szabályozási piac keretfeltételeinek hosszú távú alakulása nehezen kiszámítható. Magyarország esetében a szabályozási piaccal kapcsolatos bizonytalanságokat tovább növel az a tény, hogy a rendszerirányító feletti tulajdonosi jogokat a termelőpiac domináns szereplője az MVM gyakorolja. Emiatt úgy gondoljuk, hogy a most épülő Bakonyi OCGT-éhez hasonlóan, OCGT-ék a jövőben is csak az MVM részvételével fognak épülni.

21. ábra: Erőműépítések 2025-ig az első forgatókönyvben



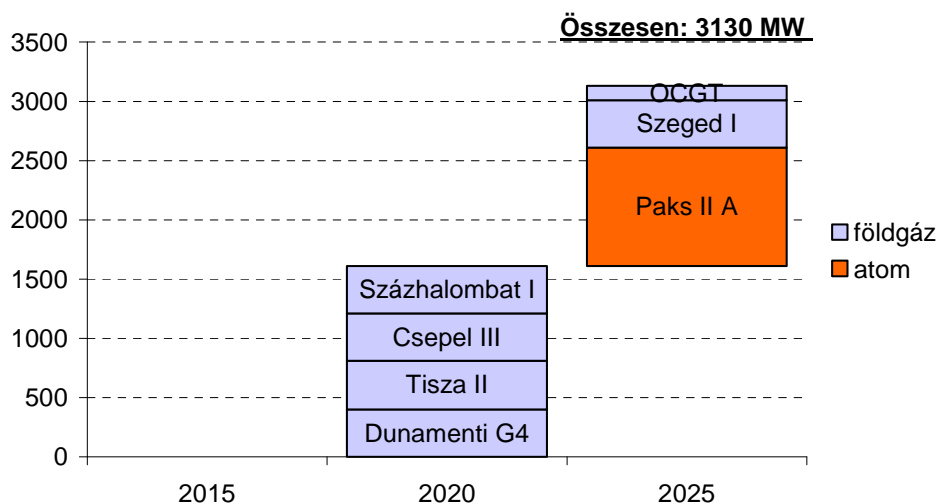
Forrás: saját számítás

### V.2.3. Második forgatókönyv: a paksi bővítés 5 éves csúszással valósul meg

Ha a paksi bővítés az eredeti tervekhez képest 5 éves késéssel valósul meg, akkor a villamosenergia-termelés az első új atomerőművi blokkban 2025-ban, a másodikban pedig 2030-ban kezdődik meg. Az új paksi blokkok még ebben az esetben is a régi blokkok leselejtezése előtt kezdenek el üzemelni, és ezért a 2025 és 2035 közötti időszakban nagyon jelentős mennyiségű alaperőművi kapacitás lesz a hazai villamos energia-rendszerben. A kapacitáskihasználtság szempontjából a szenes erőművi beruházások tehát továbbra is igen kockázatosak maradnak. Ezért arra számítunk, hogy a 2025-ig jelentkező kapacitásigények

fedezésére az atomerőművi blokkon kívül csak földgáztüzelésű erőművek épülnek. Az előző forgatókönyv két CCGT projektjéhez képest ebben a forgatókönyvben öt CCGT projekt megvalósulásával számolunk (22. ábra). A projektek „kiválasztásánál” előnyben részesítettük a barnamezős és előrehaladottabb stádiumban lévő beruházási terveket. A rugalmasan vezérelhető kapacitások nagyobb aránya miatt ebben a forgatókönyvben csak egy 120 MW-os nyílt ciklusú gázturbina felépülésével számoltunk.

22. ábra: Erőműépítések 2025-ig a második forgatókönyvben



Forrás: saját számítás

#### V.2.4. Harmadik forgatókönyv: a paksi bővítés 10 éves csúszással valósul meg

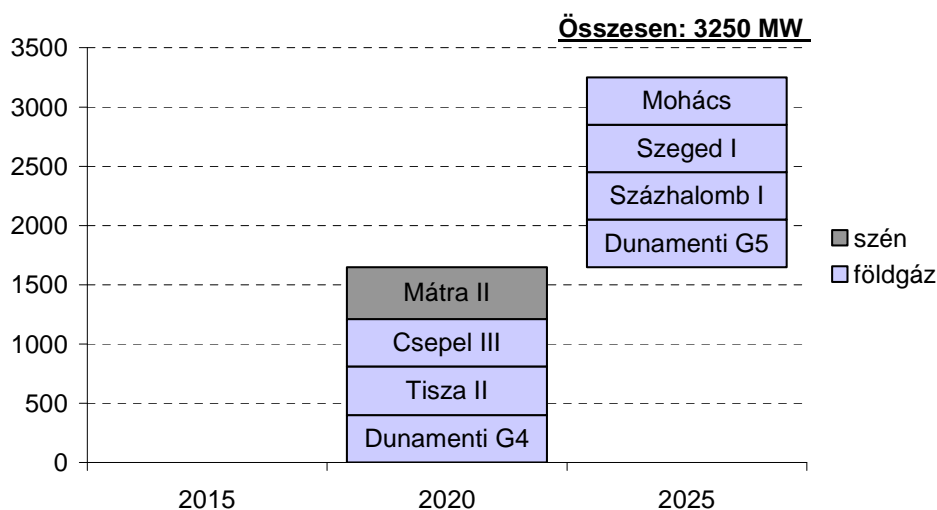
Ebben a forgatókönyvben az új atomerőművi blokkok lényegében a régi blokkok üzemidejének végére készülnek le. A paksi bővítés késői megvalósulása a többi erőművi projekt jövője tekintetében az alábbi következményekkel járhat. Egyrészt, mivel az új atomerőművi blokkok ebben az esetben nem eredményeznek nettó kapacitásnövekedést, megnő az esélye a szenes alaperőmű-fejlesztési tervek megvalósulásának. Másrészt, az atomerőművi projekt elhalasztása teret nyit az MVM számára más erőművi projektben való részvételre.

A várhatóan egyre szigorodó klímapolitika és a karbon leválasztás és tárolás technológia életképessége körüli bizonytalanságok miatt a szenes erőművi beruházásokat továbbra is kockázatosnak ítéljük meg. Ezért a tervezőasztalon lévő két szenes projekt közül az atomerőmű-építés elhalasztása esetén is csak egy projekt megvalósulásával számolunk. A Mátra II erőmű felépülésének az előkészítés előrehaladottabb fázisa, az MVM részvételi

hajlandósága, és a hazai lignitvagyon felhasználásból eredő kisebb tüzelőanyag-ár kockázat miatt nagyon esélyt adunk.

Az előző forgatókönyvhöz képest tovább bővül a megvalósuló CCGT projektek száma (23. ábra), amelyek közül legalább egy várhatóan az MVM részvételével épül fel.

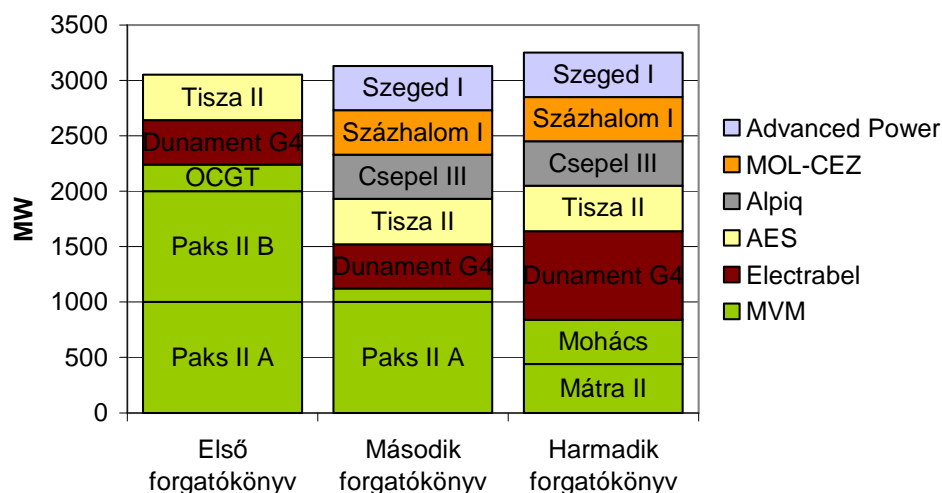
23. ábra: Erőműépítések 2025-ig a harmadik forgatókönyvben



Forrás: saját számítás

Az alábbi ábrán összefoglaltuk a három erőműépítési forgatókönyvben kapott eredményeinket. Az ábra alapján képet kaphatunk arról, hogy a paksi beruházás időpontja hogyan befolyásolja a privát erőmű-beruházási tervek megvalósulását, és hogy várhatóan milyen tulajdonosi szerkezetet eredményez az elkövetkező 15 évben létrejövő erőműpark vonatkozásában.

24. ábra: Erőműépítési forgatókönyvek 2010-2025

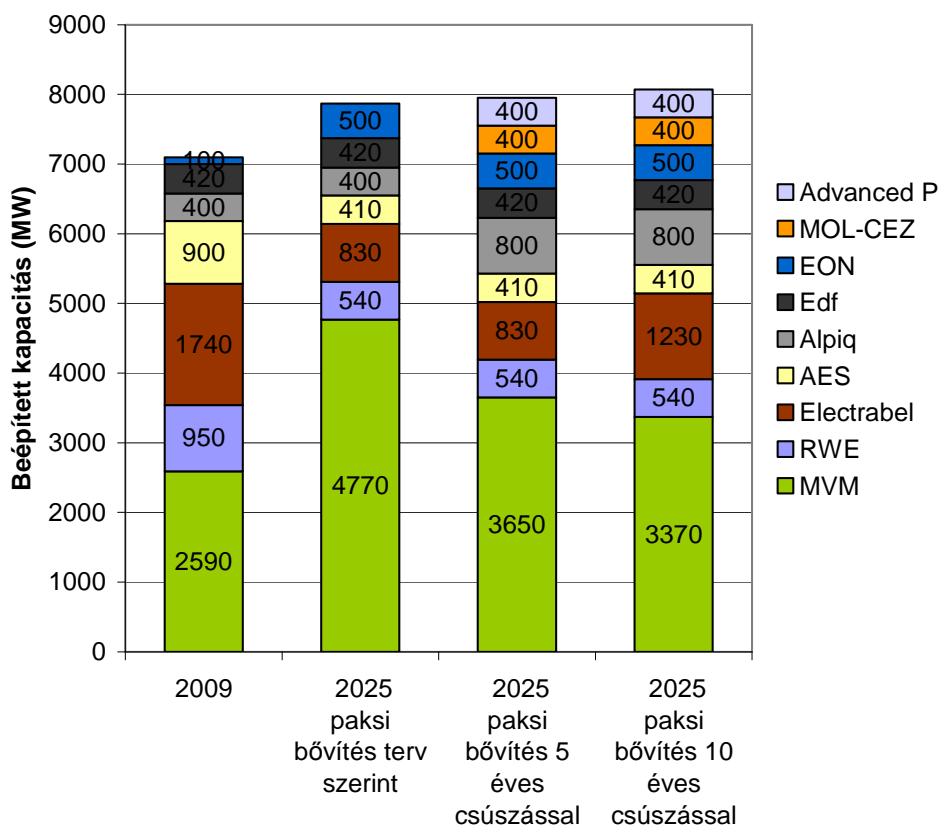


Forrás: saját számítás

### V.3. Piacszerkezeti forgatókönyvek

Az előző szekcióban felvázolt erőműépítési forgatókönyvek alapján előretehető a piac-szerkezet alakulását. A következő ábrán a nagyerőművek tulajdonosi struktúrája látható a 2009-es állapot és a 2025-re előrejelzett három erőműépítési forgatókönyv szerint. Az első erőműépítési scenárió megvalósulása esetén az MVM piaci részesedése jelentősen, a második, illetve harmadik esetén csak kisebb mértékben nő. Ugyanakkor a mai állapot szerint a második, a harmadik és a negyedik legnagyobb erőművi kapacitással rendelkező termelővállalatok – azaz az Electrabel, az RWE és az AES – piaci részesedései jelentősen csökkennek mind a három erőműépítési forgatókönyvben. Ez részben abból adódik, hogy e három vállalat az MVM-nél öregebb, illetve rövidebb élettartamú erőművekkel rendelkezik, amelyek zömét 2025-ig leállítják. Ezzel szemben az MVM összesen 2590 MW-nyi erőművi kapacitása közül 2025-ig csak a 240 MW-os Oroszlányi Erőmű kerül leselejtezésre.

25. ábra: Az áramtermelő-szektor tulajdonosi összetétele 2009-ben és 2025-ben

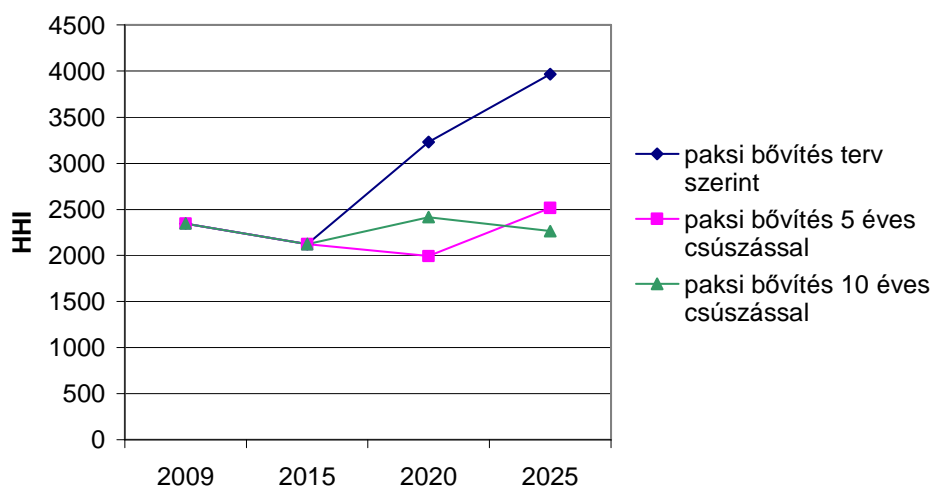


Forrás: saját számítás

A különböző erőműépítési forgatókönyvek piaci koncentrációra gyakorolt hatását az alábbi ábrán követhetjük nyomon. A Herfindahl-Hirschman index mutató értékei a nagyerőművi szektorra vonatkoznak, annak kiszámításban sem a kis és megújuló erőműveket, sem az importot, sem az MVM Mátrai és Csepeli Erőművekkel fennálló – és vélhetően 5 éven belül lejáró – hosszú távú szerződéseit nem vettük figyelembe. Amint látható, a paksi bővítés korai megvalósulása a piaci koncentráció nagymértékű emelkedéséhez vezetne. A HHI mutató értéke a jelenlegi 2350-ös szintről 2020-ra 3230-ra, 2025-re pedig 3960-ra nőne. Ha a paksi bővítés 5 éves csúszással valósul meg, akkor a HHI értéke az előrejelzési időszakban nem változik számottevően, értéke a 2000 és 2500 közötti sávban marad. A legnagyobb szereplő piaci részesedése az előrejelzési időszak végére még ebben a forgatókönyvbe is nő, de a következő három legnagyobb vállalat – korábban ismertetett okokból bekövetkező – részesedés-csökkenése ezt ellensúlyozni tudja. A piaci koncentráció alakulása szempontjából a második és harmadik forgatókönyvek nem különböznek jelentősen egymástól. Ez arra vezethető vissza, hogy amennyiben az MVM hosszú időre elhalasztja az új paksi atomerőmű felépítését, akkor várhatóan más erőművi projektek megvalósításában vállal szerepet.

Összességében megállapíthatjuk, hogy az általunk első és második legvalószínűbbnek tartott erőműépítés forgatókönyvek megvalósulása esetén nem történik számottevő változás hazai áramtermelő-piac koncentrációjában.

26. ábra: Előrejelzés a piaci koncentráció alakulására 2009-és 2025 között



Forrás: saját számítás

Tanulmányunkban a hazai áramtermelő-szektor lehetséges fejlődési útjaira fókuszáltunk. A hazai versenyviszonyokat ugyanakkor jelentős részben a szomszédos országok piaci viszonyai és a nemzetközi kereskedelem lehetőségei fogják meghatározni. A tervezett nemzetközi távvezeték bővítések (5. táblázat) és a nemzeti árampiacok működési környezetének összehangolására tett uniós erőfeszítések hosszú távon mind a piaci integráció mélyülésének irányába hatnak. Mindez azt vetíti előre, hogy a hazai árampiac versenyviszonyai még a belföldi termelő piaci koncentráció változatlansága mellett is javulni fognak.

**5. táblázat: Tervezett határkeresztező kapacitás bővítések a régióban**

1. ország	2. ország	Üzembe helyezés várható időpontja	Kapacitás [MW]
Magyarország	Horvátország	2011	400
Magyarország	Szlovénia	2015	300
Románia	Szerbia	2015	350
Szerbia	Montenegró	2010	350
Macedónia	Albánia	2010	350
Bulgária	Görögország	2017	350
Magyarország	Szlovák Köztársaság	2018	350

*Forrás: ENTSO-E*

## **VI. Melléklet: A regionális árampiaci modell részletes bemutatása**

---

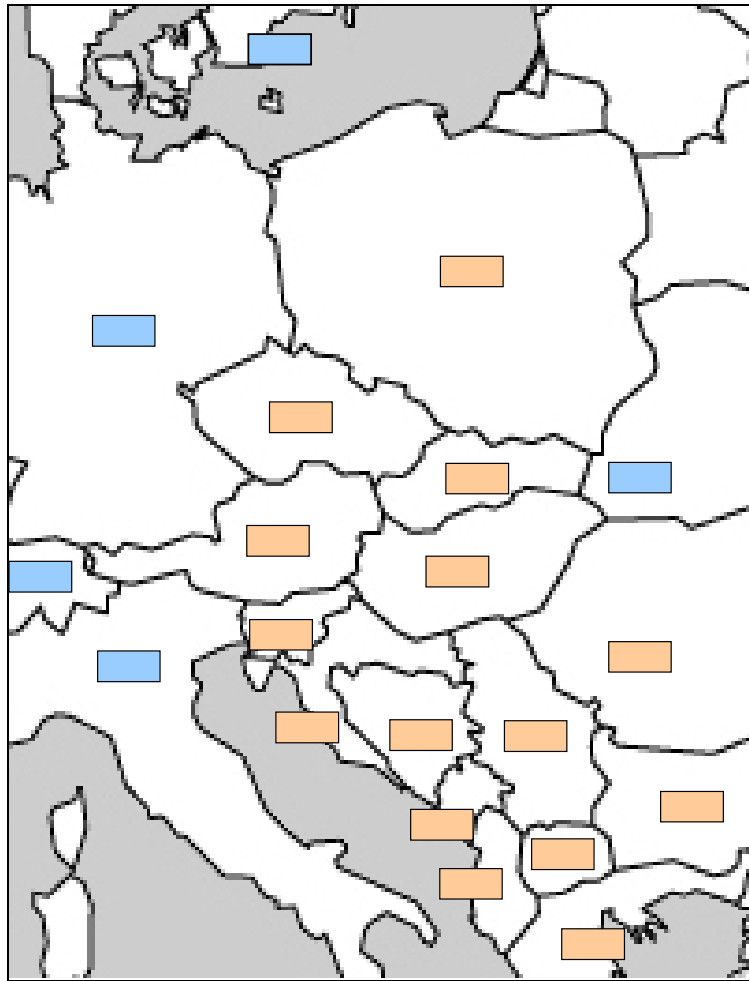
A Paksi Atomerőmű bővítésének villamosenergia-piaci versenyre, és a privát erőművi beruházásokra gyakorolt hatását egy regionális árampiaci modell segítségével becsüljük meg, amelyben egyszerre szimuláljuk a közép- és délkelet-európai országok villamosenergia-piacait és az ezek közötti kereskedelmi áramlásokat.

Az általunk használt árampiaci modell árelfogadó erőműveket feltételez, miszerint az erőművek (tulajdonosai) úgy vélik, hogy termelési döntésük megváltoztatása nem hat szignifikáns módon a piaci árra. Ez az alapfeltevés a mikroökonómiai modellezésben használatos hatékony („tökéletes”) verseny egyensúlyához és egyben egy jólét-maximalizáló piaci kimenetelhez is vezet. Az árelfogadó vállalati viselkedés értelmében az erőművek akkor állítanak elő villamos energiát, ha a termelésük határkölsége alacsonyabb, mint a villamosenergia-ára az adott országban – természetesen figyelembe véve az erőmű termelési kapacitáskorlátját is.

### **VI.1. A vizsgált országok**

Az alábbi ábra mutatja, hogy mely országokat vizsgáltuk. A kék háttérű országok az általunk megadott szomszédos piaci árakat tartalmazzák, így ezek természetesen nem a modellezési eredményeképpen alakulnak ki, hanem a bemenő paraméterek közé tartoznak. A sárgás háttérrel jelölt 15 ország egyensúlyi ára viszont modellezési eredményként adódik.

27. ábra: A modellezés során vizsgált országok



## VI.2. A keresleti oldal modellezése

A modellezés során alapesetben egy rövid távú, jellemzően egyetlen órának megfeleltethető piacot szimulálunk. Vizsgálatunk tárgya ugyanakkor végső soron az éves termelés és fogyasztás, nem pedig egy adott óráé. Ezért a keresleti oldalon meghatározunk több referencia-időszakot, amelyek súlyozott átlagolásával becsüljük az egyes erőművek éves kihasználtságát és a magyarországi erőművek gázfogyasztását.

A referenciaórákat három változó mentén csoportosítottuk: évszakok (tavasz, nyár, ősz és tél), munkanap-hétvége, illetve a munkanapokon 2 csúcs- és 2 völgy-, míg hétvégeken 1 csúcs- és 1 völgyidőszakot különböztettünk meg. A fenti változók kombinációjából összesen  $4 \times (4 + 2) = 24$  referenciaórát kapunk, ezt mutatja a következő ábra.



28. ábra: Keresleti időszakok a piaci modellben

Keresleti időszak		0:00 – 2:00	2:00 – 6:00	6:00 – 8:00	8:00 – 10:00	10:00 – 12:00	12:00 – 16:00	16:00 – 20:00	20:00 – 22:00	22:00 – 0:00
Munkanap	CS1									
	CS2									
	V1									
	V2									
Hétféje	CS									
	V									

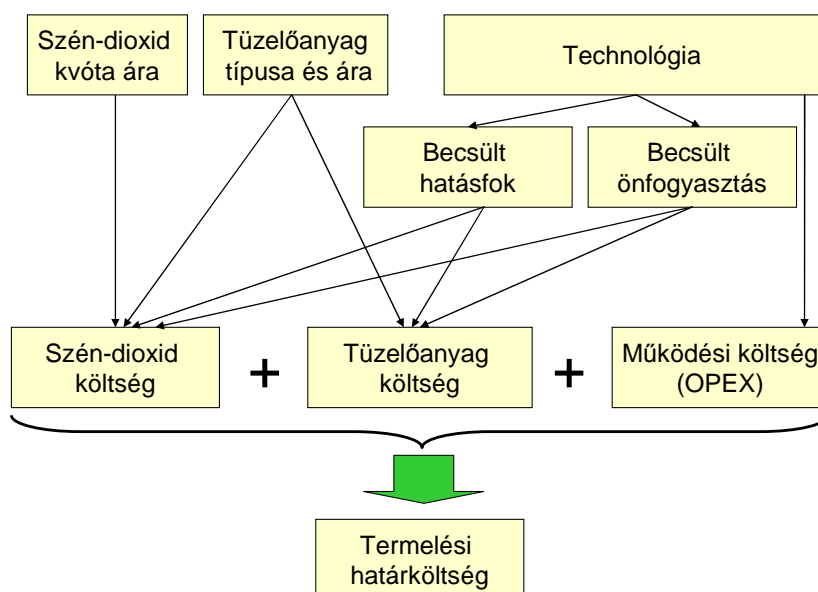
A 2010-es és az azt követő évek villamosenergia-fogyasztást múltbeli adatokon elvégzett regressziós számítások alapján becsüljük, amely során a hazai GDP-vel magyarázzuk a villamosenergia-fogyasztást. A regressziós egyenlet szerint és a jövőre vonatkozó, MNB által közölt inflációs előrejelzés alapján a hazai villamosenergia-fogyasztás növekedése 2010-ben 0,1 %-os, míg 2011-ben és 2012-ben is 0,4 %-al haladja meg a villamosenergia-fogyasztás az egy évvel korábbit.

### VI.3. A kínálati oldal modellezése

Villamos energia előállításához számos elsődleges energiaforrás áll rendelkezésre, ezek közül nagyságrendileg a legfontosabbak a szén, a földgáz, a víz- és a nukleáris energia. Mivel rövid távú versenyt modellezünk, ezért a termelési költségek közül kizárólag a határköltségekre fogunk koncentrálni. Jó közelítéssel feltételezhető, hogy egy adott technológiát tekintve az áramtermelés határköltsége különböző termelési szintek mellett is viszonylag kis intervallumban mozog; ezt figyelembe véve mi konstans határköltséggel fogunk számolni.

A határköltségek becsléséhez az 1 MWh villamos energia előállításához szükséges tüzelőanyag költségét, szén-dioxid kvótafelhasználásból adódó költséget, illetve a változó működési költségeket (OPEX) kell meghatároznunk. Az alábbi ábra mutatja, hogy milyen módszerrel számolható ki az egyes erőművi blokkok határköltsége.

29. ábra: Az áramtermelési határköltség becslésének módszere



Az adott technológia meghatározza az erőművi blokk hatásfokát és önfogyasztását, illetve a működési költségét. A felhasznált tüzelőanyag típusának és árának ismeretében ezen hatásfokkal és önfogyasztással korrigálva meghatározhatjuk az erőmű tüzelőanyag-költségét, illetve a szén-dioxid kvóta árának segítségével a szén-dioxid költséget is. Ezen költségelemek már a kiadott villamos energiára értendőek. Az első két költségelemhez a közvetlen működési költséget (OPEX) hozzáadva kapjuk meg az adott blokk határköltségét a kiadott villamos energiára vonatkozóan.

### VI.3.1. Hatásfok és rendelkezésre állás

Az erőműre vonatkozó energiaátalakítási hatásfokokat az egyes blokkok építési éve és a használt technológiájuk alapján becsüljük meg, míg az önfogyasztási értékeket függetlennek vesszük az erőmű működésének idejétől. A modellezés során használt értékeket a következő két táblázatban mutatjuk be.

6. táblázat: Az egyes technológiákra jellemző energiaátalakítási hatásfok értékek és az önfogyasztás mértéke

Építés éve	Gáz- olajtüzelésű erőművek	és Szén- és biomassza- tüzelésű erőművek	Nukleáris erőművek	CCGT
1960	37,0%	35,0%	25,0%	-
1970	39,0%	37,0%	27,0%	-
1980	41,0%	39,0%	29,0%	-
1990	43,0%	41,0%	31,0%	50,0%
2000	45,0%	43,0%	33,0%	55,0%
2010	47,0%	45,0%	35,0%	58,0%

Forrás: KEMA (2005), MAVIR (2008)

7. táblázat: A különböző technológiájú erőművek rendelkezésre állása és önfogyasztása

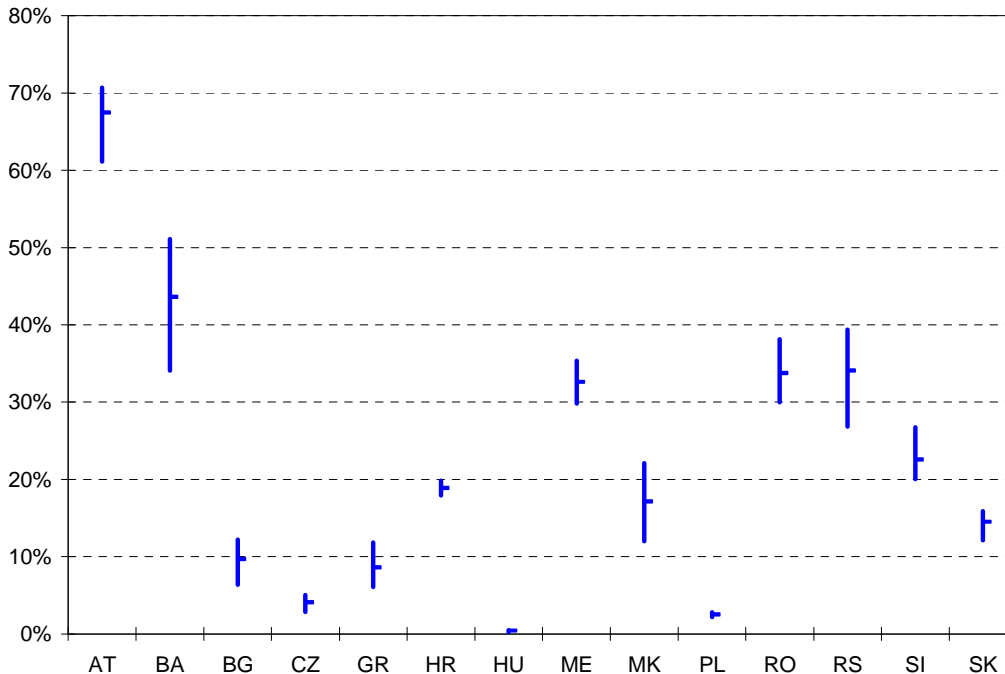
	Rendelkezésre állás	Önfogyasztás
Gáz- és olajtüzelésű erőmű	90,0%	5,0%
Szénerőmű	85,0%	13,0%
Atomerőmű	95,0%	6,0%
CCGT	90,0%	5,0%
Szélerőmű	20,0%	0,0%
Biomassza, biogáz erőmű	85,0%	13,0%

Forrás: REKK becslés, MAVIR, MEH

A vízerőműveknél az éves kihasználtság szintjét vettük alapul, ami átlagosan 15-35% körül mozog. Érdekes azonban megnézni azt is, hogy a vízerőművek éves kihasználtsága miként oszlik meg az egyes országok között. Az utolsó hat elérhető év (2003-2008) adatait felhasználva készítettük el a 30. ábra grafikonját, amelyen a legalacsonyabb, legmagasabb és

az átlagos éves vízerőművi áramtermelés hazai átlagfogyasztáshoz viszonyított arányát tüntettük fel.

**30. ábra: A vízerőművek termelésének aránya a teljes hazai fogyasztásban  
magas, alacsony és átlagos vízerőművi kihasználtság mellett**



*Forrás: UCTE, Balkan Energy*

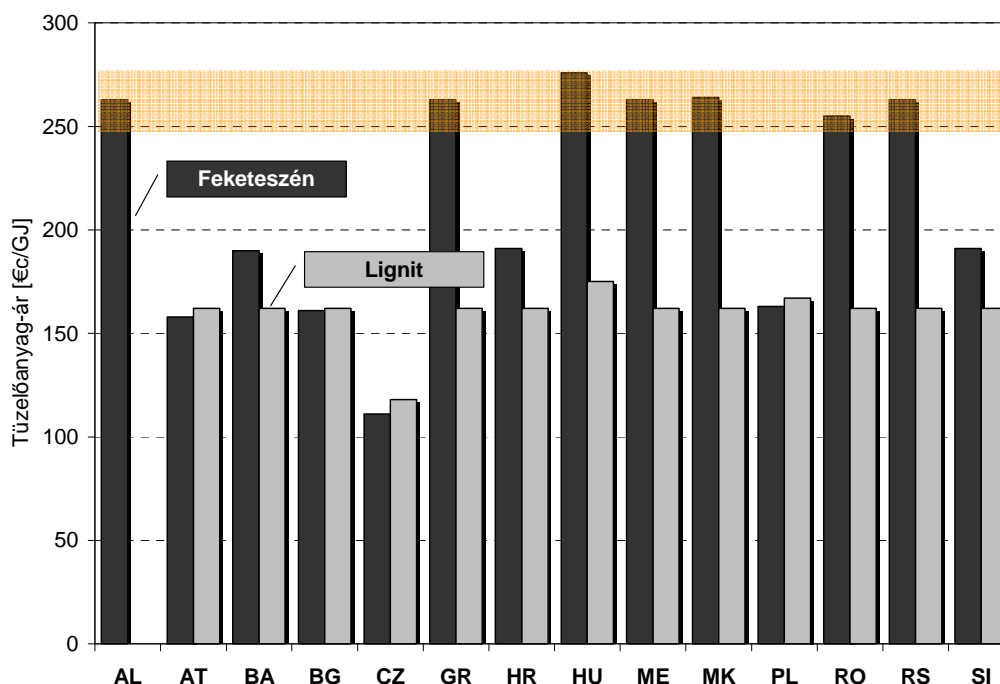
Az ábráról leolvasható, hogy a vízerőművek kihasználtsága az átlagos érték körül éves szinten jelentősen ingadozik. Továbbá az országok között is jelentős különbségek figyelhetők meg, feltehetően a vízjárásban és a teljes vízenergia-potenciál beépítettségében keresendő eltérések miatt. A modellezés során az átlagos vízerőművi kihasználtsággal számolunk.

### **VI.3.2. Tüzelőanyag-költség**

A határköltség meghatározásának egyik legfontosabb összetevője a felhasznált tüzelőanyag költsége. A modellezés során kilenc különböző tüzelőanyag-típust, illetve technológiát különböztettünk meg: feketeszén, lignit, földgáz, nehéz fűtőolaj (HFO), könnyű fűtőolaj (LFO), nukleáris, biomassza/biogáz, szél és vízenergia. Az utóbbi két megújuló energiaforrás esetében nem merül fel tüzelőanyag-költség.

A modellezés során reáláron számolunk, ezzel feltételezve, hogy az összes költség hasonlóan változik. A szilárd tüzelőanyag és nukleáris fűtőanyag esetében (egyéb információk hiányában) konstans reálárakkal számolunk, míg a földgáz és a két fűtőolaj esetében reálárakon is évente változó értékeket vettünk figyelembe. A következő ábra a feketeszén és a lignit költségét mutatja a különböző országokban 2009-es árakon.

31. ábra: A feketeszen és a lignit költsége a modellezett országokban

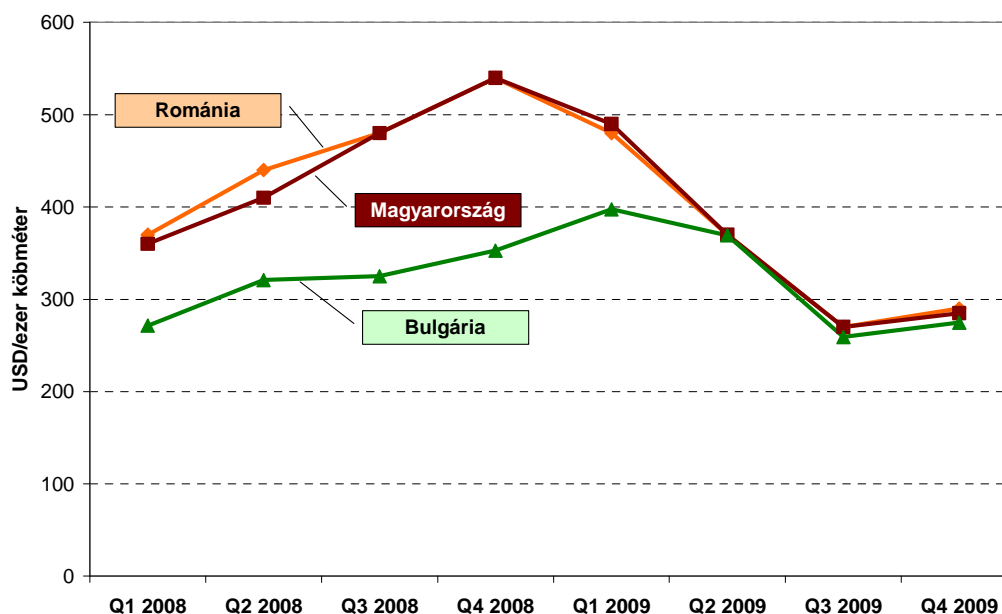


Forrás: KEMA (2005), REKK becslés

A fenti ábrán feltüntettük a nyugat-európai kikötői árakat is, amelyek 247-278 €/GJ között alakultak az elmúlt évben. A legtöbb ország esetében ennél olcsóbb szénárakat figyelhetünk meg, amely annak köszönhető, hogy helyi szenet használnak, így a szállítási költség elhanyagolhatóan vehető.

A magyar földgáz ár esetében, ahogyan azt a tanulmányban is jeleztük, a Magyar Energia Hivatal által használt árat használjuk a modellezés során is. Mivel a legtöbb, általunk modellezett országban hasonló módon árazzák a földgázt, mint hazánkban, ezért az összes modellezett országban azonos árat használunk. Ezt támasztja alá az alábbi ábra is, ahol román és bulgár földgáz-importárak mellett feltüntettük a magyarországi import árat is.

32. ábra: A romániai, bulgáriai és magyarországi földgáz importára, 2008-2009



Forrás: ANRE, HEO, SEWRC alapján REKK számítás

Feltételeztük továbbá, hogy a nukleáris erőművek alacsony határkölségen működnek, amelynek értéke 13-17 €/MWh között változik, annak függvényében, hogy mikor épültek az egyes blokkok. A biomasszát használó erőművek esetében pedig 400 €/GJ-os tüzelőanyag-költséget feltételeztünk.

### VI.3.3. Szén-dioxid költség

A szén-dioxid költség csak az Európa Uniós országok erőműveiben jelenik meg, mivel a nem Uniós országok nem tartoznak az Európai Szennyezési-jog Kereskedelem hatálya alá, így ezen létesítmények költségek nélkül bocsáthatnak ki szén-dioxidot. Ezen túlmenően a szén-dioxid költséget három fő tényező határozza meg:

- Felhasznált tüzelőanyag típusa
- Hatásfok és önfogyasztás az adott erőművi blokkban
- Szén-dioxid kvóta ára

A szén-dioxid kibocsátás tekintetében két fontos megállapítást tehetünk: az emisszió független az egyes országokban felhasznált tüzelőanyag minőségétől, illetve a kibocsátás egyenes arányban változik a felhasznált tüzelőanyag mennyiségével. A következő táblázat mutatja a fajlagos szén-dioxid kibocsátásokat.

8. táblázat: Fajlagos szén-dioxid emisszió különböző tüzelőanyagok esetében

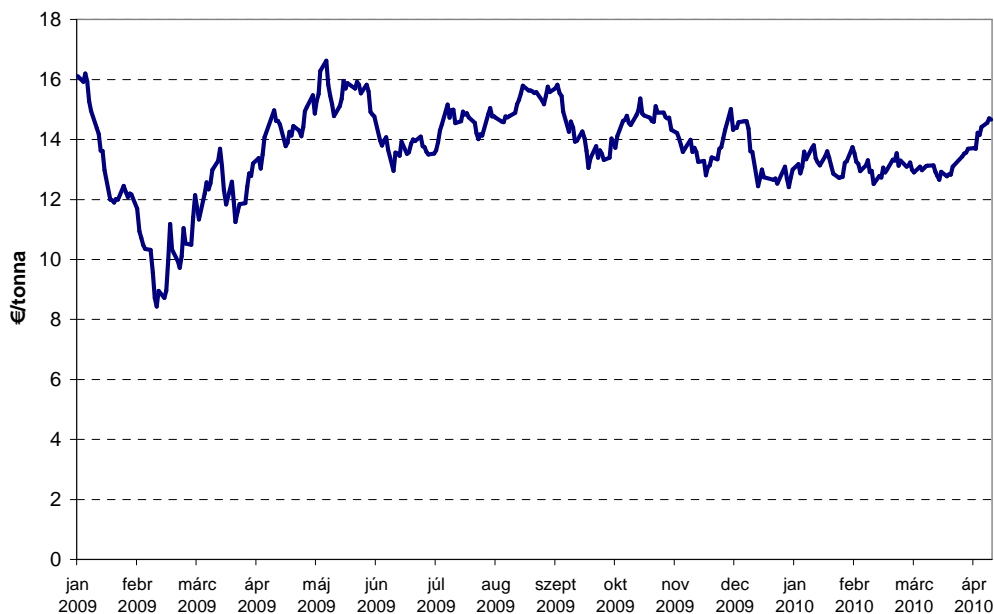
Tüzelőanyag típusa	CO2 emisszió [kg/GJ]
Víz- és szélerőmű	0
Feketeszén	93,7
Lignit	112,1
Földgáz	55,8
Nehéz fűtőolaj	77,0
Könnyű fűtőolaj	73,7
Nukleáris	0,0
Biomassza/biogáz	0

Forrás: 2003/87/EC Irányelv

Mivel a költségeket a kiadott villamos energiára vetítjük, ezért a hatásfokkal és az önfogyasztással is korrigálnunk kell.

A szén-dioxid költség egyik legfőbb összetevője a szén-dioxid kvóták árfolyama. A 33. ábra mutatja a szén-dioxid kvóta árának alakulását 2009 és 2010 első öt hónapjában legnagyobb forgalmú tőzsdén, az ECX-en.

33. ábra: A 2010. decemberi szállítású szén-dioxid kvóta árának alakulása az ECX-en



Forrás: European Climate Exchange (ECX)

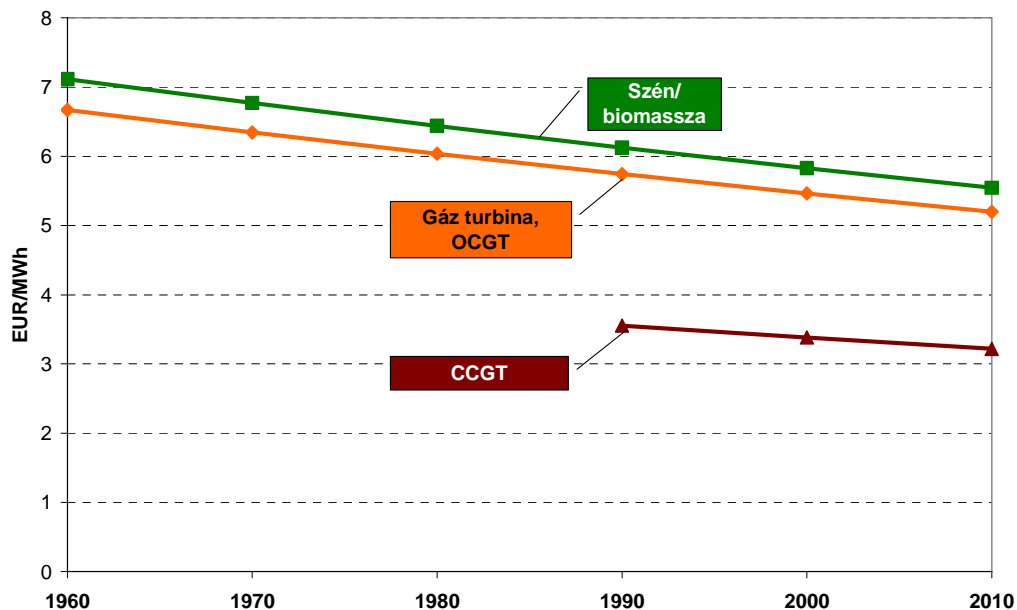
Látható, hogy a kvóta ára a vizsgált időszakban 10-15 euró között ingadozott, így a modellezés során 15 €/tonnás szén-dioxid kvótaárral számolunk. Egy egyszerű számítás alapján a szén-dioxid költsége egy 50 %-os hatásfokú CCGT egységnek 6 €/MWh körül van, míg egy 30 %-os hatásfokú lignit-tüzelésű erőmű szén-dioxid költsége 20 €/MWh.

A kapcsolt erőművek esetében azonban nem számoltunk szén-dioxid költséggel. Ahogyan azt korábban bemutattuk a nagyméretű kapcsolt erőművek a modellezés során határköltsége zérus, így a CO<sub>2</sub> költsége is nulla. A kisméretű kapcsoltak esetében azzal a feltevéssel éltünk, hogy ezek az erőművek nem tartoznak az Európai Szennyezési-jog Kereskedelem hatálya alá, mivel azok méretei, nem érik el a minimális szintet (20 MWth).

#### VI.3.4. Működési költség (OPEX)

Az erőművek határköltségének harmadik összetevője – a szén-dioxid- és tüzelőanyag-költség mellett – a működési költség (operating expenditures, azaz röviden OPEX). Ezen költségek közé csak a termeléssel egyenes arányban változó költségeket számítottuk bele, vagyis azokat, amelyek befolyásolják a rövid távú termelési döntést. Az erőművek fix működési költségeit tehát nem vettük számításba. A következő ábra mutatja a modellezés során használt működési költségek nagyságát.

34. ábra: A változó működési költség különböző típusú erőműveknél



Forrás: REKK becslés

#### VI.3.5. Új és bezáró kapacitások

A meglévő erőművek mellett fontos meghatározni, hogy mekkora a várható új erőművi beruházások nagysága az egyes országokban. A legjobban elérhető információkat a vizsgált régióra a Platts Energy in East Europe rendszeres adatközlései szolgáltatják.

Az új beruházásokat csoportosíthatjuk tüzelőanyagok és technológiák szerint, illetve abból a szempontból is, hogy mennyire előrehaladott a beruházás. Ez utóbbiakat esetében öt különböző állapotot különböztethetünk meg:

- Már működő erőmű
- Építés alatt

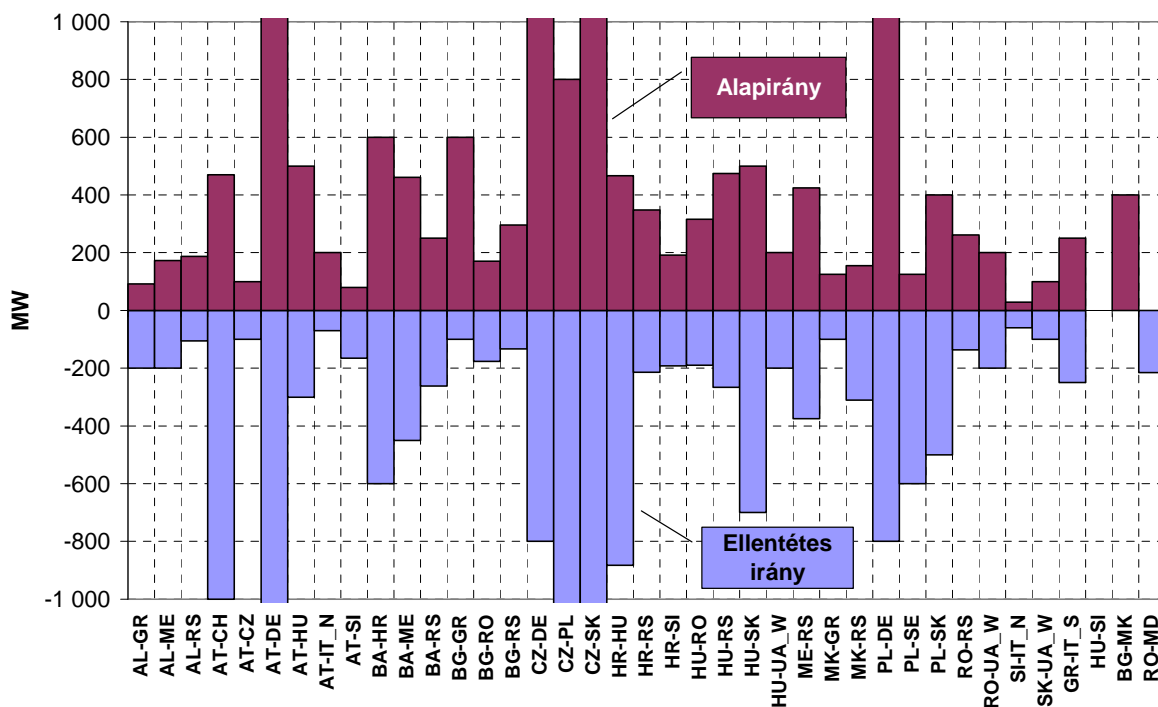
- Az építés jóváhagyva
- Engedélykérelem elindítva
- Tervezési fázis

Az általunk alapesetben modellezett esetben azon új erőműveket vettük számításba, amelyek esetében az építést jóváhagyták.

### VI.3.6. Határkeresztező kapacitások

A nemzetközi kereskedelem korlátait képező határkeresztező kapacitások nagyságát a 35. ábra foglalja össze. Látható, hogy egy adott metszéken többnyire mindkét irányban egyforma nagyságú kereskedelem folyhat, de a hálózati jellegzetességek miatt olykor eltérések is adódhatnak.

35. ábra: Határkeresztező kapacitások nagysága



Forrás: ETSO, REKK becslés

### VI.3.7. Környező országok árszintje

A nagy nyugat-európai országokban, mind Németország vagy Olaszország, a villamosenergia-árát a nyersolaj és a szén-dioxid kvóta árához kötöttük a különböző keresleti időszakokban. Feltételezésünk szerint a kisebb országok felől, mind Moldova és Ukrajna, olcsó árú villamos energia áramlik a szomszédos országok felé, így a modellezés során ezen külső árakat alacsonynak vettük.



## VII. Irodalomjegyzék

---

BLOOMBERG (2009): E.ON Sells Electricity Network to Tennet to End Probe 2009.11.10.

[http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=newsarchive&sid=aziVw\\_uknEkQ](http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=newsarchive&sid=aziVw_uknEkQ)

BEE (2009): Power Supply 2020 –How to reach a modern energy economy

[http://www.wwindea.org/home/images/stories/germany\\_2020\\_re\\_industry-forecast\\_s.pdf](http://www.wwindea.org/home/images/stories/germany_2020_re_industry-forecast_s.pdf)

GERT BRUNEKREEFT – DIERK BAUKNECHT (2005): Energy Policy and Investment in the German Power Market, TILEC Discussion Paper, DP 2005 – 031, October 2005

FABIEN A. ROQUES – DAVID M. NEWBERRY – WILLIAM J. NUTTALL (2005): Investment Incentives and Electricity Market Design: The British Experience, Review of Network Economics, Vol.4., Issue 2 – June 2005

FRONTIER (2009): Options for the future structure of the German electricity transmission grid

MAVIR (2009): A villamosenergia-rendszer rövid, közép- és hosszú távú forrásoldali kapacitásmérlege

REUTERS (2008): German utility E.ON shocks with plan to sell grid

<http://www.reuters.com/article/idUSL2883988520080228>

RICHARD GREEN (2006): Investment and generation capacity in Competitive Electricity Markets and Sustainability edited by Francois Leveque, Edward Elgar Publishing.

OFGEM – EMO (2009): The Energy Markets Outlook

[http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/what\\_we\\_do/uk\\_supply/markets/outlook/outlook.aspx](http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/what_we_do/uk_supply/markets/outlook/outlook.aspx)

OFGEM (2010): Project Discovery (2010)

[http://www.ofgem.gov.uk/Markets/WhlMkts/Discovery/Documents1/Project\\_Discovery\\_Feb\\_ConDoc\\_FINAL.pdf](http://www.ofgem.gov.uk/Markets/WhlMkts/Discovery/Documents1/Project_Discovery_Feb_ConDoc_FINAL.pdf)

Pylon (2010): Magyarország 2020-ig hasznosítható megújuló energiaátalakító megvalósult technológiáinak kiválasztása, műszaki-gazdasági mutatói adatbázisa

[http://www.eh.gov.hu/gcpdocs/201006/meh\\_pylon\\_a\\_2.pdf](http://www.eh.gov.hu/gcpdocs/201006/meh_pylon_a_2.pdf)

Regulation, Competition and Investment in the German Electricity Market (2004): RegTP or REGTP *Gert Brunekreeft Sven Tweleemann*, 19 November 2004

National Grid Company (2003) Seven Year Statement 2003

<http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/SYS/archive/>

NERC, 2009: 2009 Summer Reliability Assessment, letölthető:

<http://www.nerc.com/files/USsummer2009assessment.pdf>

OECD 2002, Security of Supply in Electricity Markets. Evidence and Policy Issues

OFGEM 2010: Project Discovery - Options for delivering secure and sustainable energy

Supplies,

[http://www.ofgem.gov.uk/markets/whlmkts/discovery/Documents1/Project\\_Discovery\\_FebConDoc\\_FINAL.pdf](http://www.ofgem.gov.uk/markets/whlmkts/discovery/Documents1/Project_Discovery_FebConDoc_FINAL.pdf)