

EGY SIKERES PIACNYITÁS TÖRTÉNETE? LIBERALIZÁCIÓ A MAGYAR VILAMOSENERGIA-SZEKTORBAN

IS IT A HISTORY OF A SUCCESSFUL MARKET OPENING? LIBERALIZATION IN THE HUNGARIAN ELECTRICITY SECTOR

A 2000-es évektől napjainkig komoly átalakulás történt a magyar árampiacon. A szerzők cikkükben a piacliberalizációra koncentrálva az elmúlt 15 év folyamatait tekintik át. Megvizsgálják, hogy az értéklánc egyes elemei mentén (termelői oldal, kereskedelem), hogyan valósult meg a piacnyitás, mikor és hogyan hárultak el az akadályok, és vált lehetővé a valódi nagykereskedelmi versenyt. A piacnyitás hatékonyságát több területen értékelik: a beruházások és az árak alakulása, az import szerepe, valamint ehhez kapcsolódóan az ellátásbiztonság szempontjából. A piacnyitás előkészítésének fontos elemei voltak a vertikálisan integrált vállalat üzletágainak szétválasztása és a privatizáció. A hosszú távú szerződésekről az üzleti alapú működésre való áttérés és a 2001. és 2007. évi villamosenergia-törvények hatályba lépése felszámolta a versenyző árampiac kialakulása előtt álló akadályokat. A hatékony nagykereskedelmi verseny megteremtésében kulcsszerepet játszott az importkapacitásokhoz való hozzáférés, és szintén fontos szerepe volt a magyar áramtőzsde, a HUPX létrejöttének, amely transzparens árjelzést szolgáltatott – és szolgáltat a mai napig – mind a hazai, mind a tőlünk délre elhelyezkedő országok számára. Bár Magyarország – elsősorban a piac-összekapcsolások segítségével – nagy utat tett meg a nemzetközi integráció felé, a hazai nagykereskedelmi árak máig jelentős felárat tartalmaznak a referenciapontként értelmezhető német piachoz képest.

Kulcsszavak: piacliberalizáció, villamosenergia-nagykereskedelem, villamosenergia-import, áramtőzsde, erőművi beruházások

From the 2000's until today, much has changed on the Hungarian electricity wholesale market. In this article the authors present an overview of market liberalisation efforts of the past 15 years across different market segments (supply side, trade); how and when barriers were eliminated and conditions of real wholesale market competition emerged in the Hungarian power market. The efficiency of market opening is evaluated according to different areas including development of investments and prices, role of imports and, in connection with the latter, security of supply. Unbundling and privatisation was key for creating the proper market structure as the basis of liberalization. The new power market laws (in 2001 and 2008) and the abolishment of LTCs in 2008 were important factors to facilitate competition. Access to import capacities also played a key role. A major element in market opening was the establishment of the Hungarian Power Exchange (HUPX), bringing transparent price signals for Hungarian and Balkan market participants. Though Hungary has come a long way towards regional market integration (mainly through market couplings), a significant spread still remains between Hungarian and (the reference) German power prices.

Keywords: market liberalization, wholesale electricity market, electricity import, power exchange, power plant investments

Finanszírozás/Funding:

A szerzők a tanulmány elkészítésével összefüggésben nem részesültek pályázati vagy intézményi támogatásban. The authors did not receive any grant or institutional support in relation with the preparation of the study.

Szerzők/Authors:

Kácsor Enikő, Budapesti Corvinus Egyetem (eniko.kacsor@uni-corvinus.hu)
Kerekes Lajos, Budapesti Corvinus Egyetem (lajos.kerekes@uni-corvinus.hu)
Mezősi András, Budapesti Corvinus Egyetem (andras.mezosi@uni-corvinus.hu)

A cikk beérkezett: 2019.06.20-án, javítva: 2019.08.18-án, elfogadva: 2019.09.27-én.
This article was received: 20.06.2019, revised: 18.08.2019, accepted: 27.09.2019.

Az európai villamosenergia-rendszerek liberalizációja több mint két évtizedes múltra tekint vissza. Az angol árampiac átalakítása 1990-ben kezdődött, amit 1996-ban követett az első, a piacnyitásról rendelkező uniós villamosenergia-piaci direktíva. Azóta számos szabályozási csomag látott napvilágot, melyek két évtized leforgása alatt gyökeresen átalakították az európai villamosenergia-szektor. A szabályozási keretek kialakulását a piaci intézményrendszer kiépülése követte. Megtörtént a monopol és versenyző tevékenységek szétválasztása, a nemzeti piacok kialakulása és fokozatos nemzetközi integrációja, ezzel párhuzamosan zajlott a nagy európai energetikai cégcsoportok kialakulása. A hazai villamosenergia-szektor elmúlt két évtizedét a fenti folyamatokhoz való alkalmazkodás határozta meg.

A villamosenergia-piac liberalizációjának számos előfeltétele van. Joskow (2008) a következő főbb tényezőket határozza meg a hatékony piacliberalizáció alapfeltételeiként: i) az inkubens vállalatok privatizációja, ii) a versenyzői szegmensek vertikális leválasztása (kiskereskedelem, termelés), iii) a termelői szegmens versenyzőivé alakítása, a szereplők monopol pozíciójának megszüntetése, iv) likvid nagykereskedelmi piac létrehozása, v) diszkriminációmentes hálózathoz való hozzáférés, vi) független szabályozóhatóság felállítása, végül vii) a kiskereskedelmi verseny feltételeinek megteremtése.

A hazai nagykereskedelmi piac kialakulásának feltételrendszere az 1990-es években alakult ki. A vertikálisan integrált villamosenergia-ipari tröszt feldarabolása, a monopol és versenyző üzemeltetők szétválasztása, valamint az erőművi és elosztói-szolgáltatói vállalatrészek részleges privatizációja hozta létre azt a többszereplős piaci struktúrát, amely megteremtette az alapot a későbbi piacnyitásra. Bár a sikeres privatizáció (és az érintett társaságok jövedelmezőségének biztosítása) érdekében a szereplők között kialakított hosszú távú szerződéses kapcsolatrendszer hosszú évekig korlátozta a nagykereskedelmi piaci verseny élénkülését, az üzleti alapú működés kialakulása és a tényleges verseny lehetőségeit megteremtő 2001. és 2007. évi villamosenergia-törvények hatályba lépése, illetve a hosszú távú kapacitáslekötési és energiavásárlási megállapodások (HTM-ek) megszüntetése felszámolta a versenyző árampiac kialakulása előtt álló akadályokat.

A cikkben megvizsgáljuk, hogy az értéklánc egyes elemei mentén (termelői oldal, kereskedelem), hogyan valósult meg a piacnyitás, mikor és hogyan hárultak el az akadályok, és teremtődött meg a valódi nagykereskedelmi verseny feltételrendszere. A piacnyitás hatékonyságát több területen értékeljük: a beruházások és az árak alakulása, az import szerepe, valamint ehhez kapcsolódóan az ellátásbiztonság.

A tanulmányban részletesen elemezzük, hogy a termelői szektorban melyek voltak az elmúlt 15 év legfontosabb változásai. Vizsgáljuk, hogy a határkeresztesző kapacitások és az import milyen szerepet játszott a piacnyitásban. Ezt követően ismertetjük, hogy a nagykereskedelmi piacon milyen, a villamosenergia-kereskedelmet biztosító platformok jöttek létre, azokon milyen árak alakultak ki. Végül kitérünk arra a kihívásra, amelyet a magas nettó importarány eredményez, és vizsgáljuk, hogy ez valós ellátásbiztonsági kockázatot jelent-e. Végül, a tanulmány utolsó fejezetében összefoglaljuk a legfontosabb konklúziókat.

A hazai erőművek kapacitásának és termelésének alakulása

A beruházások megvalósulása, illetve elvárt hozamuk minden piac esetén szorosan összefüggenek a szabályozási környezettel. Ez a piacnyitási folyamat kellős közepén hatványozottan igaz, de egy érett piac esetén sem elhanyagolható. A hosszú távú tervezésre lehetőséget adó, kiszámítható és éltáható szabályozás jelentősen csökkentheti a beruházási kockázatot, és ezzel meghozhatja a beruházási kedvet. Emiatt a beruházások alakulását a szabályozási környezet változásával együtt vizsgáljuk.

Beruházások az egyvásárlós rendszerben: a tendereztetés éve

A 2001-es villamosenergia-törvény (VET) elfogadását megelőző időszakban egész más szabályozás alakította az erőművi beruházásokat Magyarországon, mint a liberalizált árampiacokon. A hazai árampiac az ún. egyvásárlós modell szerint működött, melyben a jórészt privatizált erőművek által megtermelt villamos energiát egyetlen szereplő, az MVM vásárolta meg és adta tovább a fogyasztókat hatósági áron ellátó – szintén privatizált – áramszolgáltatóknak. Az MVM és az erőművek közötti kapcsolatrendszer az ún. HTM-ek, a hosszú távú áramvásárlási szerződések alapozták meg: az érintett erőművek számára ezek kiszámítható és alacsony kockázatú bevételt biztosítottak, az MVM pedig kontrollálhatta a hazai termelőkapacitások 70%-át. A szerződéses rendszer nagyban segítette az érintett erőművek privatizációját és a villamosenergia-szektor modernizációját, a későbbiekben viszont a piacnyitás egyik legnagyobb akadályává vált.

A hazai erőművek privatizációját követő közel egy évtizedben csak az MVM által kiírt kapacitástenderek keretében, értékesítési szerződéshez kötött előzetes engedély birtokában volt lehetőség erőműépítésre. Így épült meg a három tercier tartalék erőmű (Litér, Lőrinci, Sajószöged), illetve a Csepeli és a Kelenföldi Erőmű is. E beruházások sorában az utolsó az 1999-ben kiírt tender eredményeként megépült Kispesti Erőmű új gázblokkja volt, amely 2004-ben lépett üzembe (Kispesti Erőmű, 2019) (1. táblázat).

1. táblázat Nagyerőművi kapacitások alakulása Magyarországon, 2003-2017

Erőmű neve	Tüzelőanyag	Bruttó Beépített Teljesítmény, MW			
		2003	2008	2013	2017
Paksi Atomerőmű	nukleáris	1866	1940	2000	2000
Dunamenti Erőmű	földgáz/olaj	2143	1736	1069	794
Tisza II. Erőmű	földgáz/olaj	860	900	900	900
Mátrai Erőmű	lignit/biomassza/földgáz	836	942	950	966
Csepeli Erőmű	földgáz/olaj	396	396	410	410
Budapesti Erőmű	földgáz/olaj	301	410	406	396
Gönyüi Kombinált Ciklusú Erőmű	földgáz	-	-	433	433
MVM gázturbinás erőművek	földgáz/olaj	410	410	526	526
300 MW alatti nagyerőművek (szén/biomassza)	szén/biomassza	968	791	799	412
300 MW alatti nagyerőművek (földgáz)	földgáz/kohógáz	164	164	160	159
Összesen		7944	7689	7653	6996

Forrás: saját szerkesztés (MAVIR, 2003 – 2018) és (MEKH, 2019b) alapján

Emissziócsökkentés és tüzelőanyagváltás: a biomasszatüzelés megjelenése

A vizsgált időszak elején több meghatározó tényező együttesen alakította az erőművi beruházásokat: az erőművi privatizációt megalapozó HTM-ekben rögzített erőmű-fejlesztési kötelezettségek, – melyek egyúttal az erőművek számára erőmű-fejlesztési lehetőséget is biztosítottak – a kapcsolt és megújuló energiaforrásra alapozott termelést ösztönző kötelező átvételi (KÁT) rendszer, illetve a környezetvédelmi normák (elsősorban a kéndioxid-emisszióhoz kapcsolódó szabályok) 2005. január 1-től hatályba lépő szigorodása (22/1998. KTM rendelet, 10/2003. KvVM rendelet) mind fontos szerepet játszottak. Mindezek különösen nagy hatással voltak a szén- vagy lignittüzelésű erőművek esetén. Az emissziós normák szigorításának legfontosabb hajtóereje az Európai Unió csatlakozás volt: a csatlakozási tárgyalások során Magyarország 2005-ig kapott derogációt a 2001/80/EC direktíva alól (Európai Parlament és Tanács, 2001). Túlélési stratégiaként több erőmű a tüzelőanyag-váltást választotta: szén/lignit helyett (részben) biomassza alapokra helyezte termelését. A biomassza-tüzelés 2009-re már 2,1 TWh-val járult hozzá a villamosenergia-termeléshez, miközben a lignit- és szénfelhasználás a nagyerőművekben ugyanebben az időszakban 8,2 TWh-ról 6,3 TWh-ra esett (EUROSTAT, 2019). Ebben Pécs, a Vértesi Erőmű (Oroszlány), Ajka, Borsod, Mátra és Tiszapalkonya jártak elől (MEH, 2005b), – bár Tiszapalkonya 2008-ra ismét teljes egészében visszaállt a szénelalapú termelésre.

A régi szenes erőművek átalakítását követően két új, megújulóenergia-hordozóra tervezett erőmű is megépült: 2009-ben egy zöldmezős biomassza erőművi beruházás valósult meg Szakolyon, néhány évvel később pedig a Pécsi Erőműben épült meg egy szalmatüzelésű blokk. A tapasztalatok vegyesek voltak: miközben a pécsi biomasszatüzelés sikeresen kiváltotta a fosszilis tüzelőanyagokat, a szakolyi beruházás kevésbé bizonyult sikeresnek: az erőmű üzemeltetését eleinte műszaki, majd súlyos tüzelőanyagellátási problémák és menetrendadási hiányosságok kísérték, 2011-től pedig tulajdonosváltás, csődeljárás, leállások és újraindítások követték egymást.

2009 után a biomassza-tüzelés csökkenő tendenciát mutatott, 2017-re a teljes itthoni áramtermelés nagyjából

5%-át adta (1,6 TWh), miközben a széntüzelés már csak 0,6% körül mozgott (0,2 TWh), a lignittüzelés pedig 14% körül alakult (4,7 TWh) (EUROSTAT, 2019). Összességében így a biomassza-alapú és a lignit-/szénelalapú áramtermelés aránya nagyjából a 2009-es szinten maradt.

Ugyanebben az időszakban több erőmű (Inota, Bánhida, Tiszapalkonya, Borsod) kénytelen volt felfüggeszteni tevékenységét: egy részük a környezetvédelmi normák szigorodásával végleg „kiárazódó”, elavult szenes blokk, más részük pedig a HTM-ek felbontása utáni piaci versenyben életképtelennek bizonyult gáztüzelésű erőműegység volt. 2004 és 2015 között több mint 2700 MW nagyerőművi kapacitás állt le (egy részük állandó hiányba került, de nem zártak be véglegesen, más részük a beépített kapacitások között sem szerepelt többé).

A piacvezérelt beruházások aranykora: gázos nagyerőművek piacra lépése

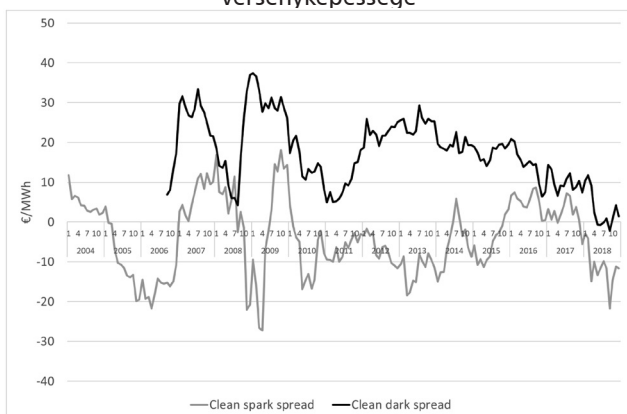
A piacnyitást megelőző időszakban az erőműépítésekről nem piaci alapon, hanem központi tenderkiírások keretében döntöttek. Ez a részleges piacnyitást követően megváltozott, és a 2000-es évek közepétől a KÁT-rendszerben megvalósuló kapcsolt kiserőművi beruházások mellett tisztán piaci alapon egy sor nagyerőművi beruházás előkészítése kezdődött meg. Az összességében 5 GW-ot meghaladó volumenű erőmű-építési terveket a nagykereskedelmi árak folyamatos növekedése, a teljes piacnyitást megcélzó villamosenergia-törvény küszöbön álló elfogadása, illetve az Európai Bizottság HTM-ek felbontását előrevetítő vizsgálata ösztönözte. Bár a beruházási tervek többsége nem zárt sikerrel, 2012-ig jelentős bővülés történt a hazai piacon, elsősorban földgázalapú termelőegységek épültek.¹

A legtöbb projekt esetén a beruházási kedvet elsősorban a 2008-as válság előtti években egyre magasabbra kúszó nagykereskedelmi villamosenergia-árak fűtötték (lásd részletesebben lent). A gazdasági krízis után azonban a villamosenergia-kereslet Európa-szerte jelentősen visszaesett, miközben 2008-at követően a versenyképesebb import áram egyre nagyobb teret nyert. Ennek az egyre kedvezőtlenebbre forduló piaci környezetnek köszönhető, hogy több, ebben az időszakban tervezett projekt is volt, melyet végül nem valósítottak meg (Csepel - Alpiq, 430 MW; Nyirtass - Emfesz, 2400 MW; Százhalombatta - CEZ-MOL, 800 MW) (MAVIR, 2007; MAVIR, 2009).

A 2010-es évek elejére azonban így is majdnem 1 GW-tal bővült a hazai nagyerőművi földgázalapú termelőkapacitások köre: a Gönyüi Erőmű és az MVM tulajdonában álló Ajkai Erőmű (BVMT) 2011-ben, a Dunamenti Erőmű új G3-as gázblokkja 2012-ben kezdte meg működését (A Dunamenti Erőmű története és jelene, 2019; Gázturbinás erőművek, 2019; Uniper in Hungary, 2019). Az új blokkok azonban vegyesen váltották be a hozzájuk fűzött reményeket: a Gönyüi Erőmű az első két évben 25-35%-os kihasználtsággal üzemelt, amit három még rosszabb év követett. Egészen 2016-ig kellett várni, hogy ez a mutató 40% fölé kússzon, 2017-ben azonban már az 56%-ot is meghaladta (MAVIR, 2018). A Dunamenti Erőmű az elmúlt 15 évben többször is tulajdonost váltott. Az Electrabel után a GDF Suez csoporthoz került, majd 2014-ben a MET vásárolta meg (A Dunamenti Erőmű története és jelene, 2019). Ebben az évben az erőmű sorsa némileg még bizonytalan volt, az addigi (a tartalékpiacon való aktív részvétel mellett) 20% körüli kihasználtság 2% alá esett (MAVIR, 2018), majd a tulajdonosváltást követő években kihasználtsága fokozatosan nőtt. Az Ajkai Erőmű eleve tartalékkapacitásként épült, így a néhány százalékos kihasználtsági értékekből nem lehet messzemenő következtetéseket levonni a beruházás megtérüléséről (MAVIR, 2018).

A versenyképes import megjelenése a korábban épült, így jellemzően alacsonyabb hatásfokkal rendelkező erőművek közül többet is nehéz helyzetbe hozott. Tovább rontott a helyzeten a válságot követő kereslet-visszaesés, és az ebből fakadó csökkenő villamosenergia-ár, miközben a gázárak (a nemzetközi folyamatok nyomán, pl. a fukusimai katasztrófa után megugró japán gázkereslet miatt) egyre magasabbra kúsztak (Európai Bizottság, 2016). A földgáz szénrel szembeni relatív árárányának romlását tovább súlyosbította a szén-dioxid-kvótaárak mélyrepülése, ami Európa valamennyi piacán igen súlyos helyzetbe sodorta a földgáztüzelésű erőműveket. A könnyebb átláthatóság kedvéért az 1. ábrán a szén- és gáztüzelésű erőművek jövedelmezőségét reprezentáló clean spark spread és dark spread értékeket számszerűsítettük a vizsgált időszakban.ⁱⁱ E mutatók azért is érdekesek, mert a legtöbb órában a magyar piacon a gázos termelők vannak a merit-order végén, vagyis ők az ármeghatározók.

1. ábra Földgáztüzelésű és széntüzelésű erőművek relatív versenyképessége



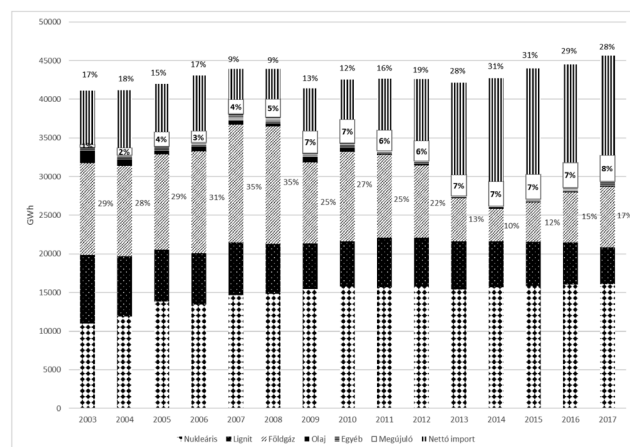
Forrás: Tóth, Kotek & Selei (2019), Bartek-Lesi, Mezösi, Pató, Szabó & Szajkó (2019), EEX, MEKH, EKB, NFM alapján REKK

Talán még ennél is fontosabb volt bizonyos szereplőknek, hogy az MVM (részben EU-s nyomásra) néhány évvel korábban a legtöbb erőművel felbontotta a HTM-eket. Ezután a korábban magas jövedelmezőséget biztosító, kiszámítható bevételek piaci kockázatot hordoztak magukban. A Dunamenti és Tiszai Erőművek együttes termelése egy év leforgása alatt közel felére zuhant (MEH 2008, 2009). A 900 MW-os kapacitással rendelkező földgáztüzelésű Tisza II. Erőmű 2008-tól egyre alacsonyabb kihasználtsággal működött (MAVIR, 2012), egy 2012-es tulajdonosváltást követően pedig 2014-től már állandó hiányként szerepel az adatsorokban.

Az import és a hazai gázos erőművek éles versenye a mai napig kitart. Az import relatív árelőnye több okra vezethető vissza: egyrészt Németországban a megújuló termelés csökkenti a nagykereskedelmi villamos energia árát, másrészt a cseh-lengyel szén-erőművek az alacsonyabb szén-dioxid-kvótaár mellett képesek a hazai földgáztüzelésű erőműveknél olcsóbban termelni. Harmadrészt a tőlünk nyugatra elhelyezkedő országokban alacsonyabb a földgáz ára, így az erőművek azonos hatásfok mellett olcsóbban képesek villamos energiát termelni.

Ahogy az Mezösi et al. (2019) az import, a kereslet és a hazai termelés kapcsolatát vizsgáló elemzéséből kiderül, a hazai gázos erőműveknek csak egy része versenyképes a regionális piacokon: a magasabb keresletű órákban általában az import és a hazai gázos termelés párhuzamosan növekszik, vagyis jellemzően egymással versenyez. Ez az éves átlagos áramtermelési mixeket vizsgálva is jól látható: a gázos erőművek helyzete 2010 és 2014 között romlott igazán, 2015-től ismét felívelő a földgázalapú villamosenergia-termelés, de az import 30% körüli szinten továbbra is magas (2. ábra). Ami a gáz- és széntüzelésű erőművek relatív versenyképességét illeti, 2018 év végén utóbbiak előnye 13 €/MWh körüli, és az akkori kvótaárak több, mint duplája, 54 €/t kellett volna ahhoz, hogy a két erőmű jövedelmezősége (mely jelen esetben erősen negatív lenne) azonos legyen. 2019 nyarán, folyamatos növekedés mellett még csak a 30 €/t-s szintet ostromolták a kvótaárak.

2. ábra Magyarországi áramtermelési mix és import, 2003-2017



Forrás: saját ábra EUROSTAT és MEKH (2019) alapján

A KÁT-rendszerrel a tartalékpiacokig

Egy rövid kitérő erejéig itt érdemes megemlíteni, hogy a gázos erőművek bevételeinek vizsgálatakor nem elég a termékpiacon termeléshez kapcsolódó jövedelmekre koncentrálni: rendkívül fontos forrás a rendszer szintű piacon megszerzett jövedelem is. A rugalmas gázos kapacitások szerepe egyre jelentősebb az időjárásfüggő megújulók térnyerésével, hiszen a szabályozható erőművek jelenléte nélkülözhetetlen a rendszerbiztonság szempontjából. Míg bizonyos erőművek szinte kizárólag a tartalékpiaci bevételeiből élnek (pl. az MVM fent említett gázturbinái), addig ez másoknak (pl. Dunamenti, a Budapesti Erőmű blokkjai, illetve a kis gázmotorok) a piaci bevételeiket kiegészítő fontos bevételi forrása.

A megújuló, a hulladék és a kapcsolt villamosenergia-termelés támogatásának lehetőségét itthon a KÁT (kötelező átvételi) rendszer teremtette meg 2002-ben (56/2002. GKM rendelet). Ennek értelmében a támogatás hatálya alá tartozó erőművek (kapcsolt és megújuló erőművek) garantált, a piaci árnál magasabb áron értékesíthették a megtermelt villamos energiát. A fent bemutatott, a 2000-es évek elejét jellemző ígéretes gazdasági környezetben kapott támogatás rendkívüli mértékben felpörgette a gyorsan megvalósítható kiserőművi beruházásokat: 2003-ról 2008-ra a földgáz-tüzelésű kiserőművek teljes beépített kapacitása csaknem megduplázódott, 560 MW-ról 1008 MW-ra nőtt (REKK, 2010). 2008-tól a kapcsolt nagyerőművek is bekerültek a támogatotti körbe (MEH, 2011c), így a KÁT-kassza néhány év alatt óriásira duzzadt: a 2003-as kilencmilliárd forint-ról (1,6 TWh) 2010-re 85 milliárd forintra (7,2 TWh) nőtt, melynek kétharmadát a kapcsolt termelés támogatása szívtá el (MAVIR, 2005b) (MEH, 2011c). A kis földgáztüzelésű erőművek gazdasági modellje alapvetően támogatásra épült, melyre a válságot követő időszakban (ahogy fent bemutatottuk) egyre inkább rászorultak. Éppen ezért jelentett számukra komoly változást, amikor 2011-ben végleg megszűnt a nem megújuló kapcsolt kapacitások támogatása.

A piacra kerülő kapacitásoknak alternatív üzleti modellt kellett keresniük. A jellemzően hatékony és rugalmas kiserőművek ideális tartalékkapacitások lehetnek volna, egyenként azonban túl kicsik voltak, és az üzemeltetők sem szerették volna a tartalékpiaci részvételből fakadó terheket magukra vállalni. Erre jelentett megoldást az aggregátorok megjelenése, akik virtuális erőművekbe szervezték ezeket a kapacitásokat, képessé téve őket arra, hogy nagyobb szereplőként indulhassanak a tartalékpiacra, cserébe átvállalták a rendszer szintű szolgáltatásokhoz kapcsolódó üzemeltetést, és természetesen ők intézték a tenderek adminisztrációját is. Az elmúlt 6-8 évben megszorodtak a virtuális erőművek: 2018-ra már nyolc szabályozási központot találunk a piacon, összesen csaknem 600 MW kapacitással (ENTSO-E).

Stagnálás és dekarbonizáció: Paks II. és a megújulók

A vizsgált időszak második felére, 2012 utánra már csak egy nagyobb méretű beruházás jutott: a Hamburger Hungária papíripari cég 2016-ban üzembe helyezett saját termelőegysége, mely tüzelőanyagként vegyesen használ szenet és papíripari hulladékot. Ezen kívül csak a megújuló kapacitások terén volt némi (támogatásvezérelt)

bővülés, elsősorban a napenergia és a biomassza terén; a szélenergia-kapacitások 2008 óta stagnálnak, terjeszkedésüket ugyanis jogszabályi keretek nehezítik (a részleteket lásd: Bartek-Lesi et al., 2019).

A fosszilis beruházások visszaesését a tüzelőanyag- és áramár-változáson túl további két fontos tényező befolyásolhatta érdemben, a 2009 óta emlegetett atomerőművi bővítés/kapacitásfenntartás és az EU dekarbonizációs politikája. Az állami beruházásként megvalósítani tervezett Paks II. projekt több mint 2 GW-os zsinór termelésre szánt kapacitásával nagy falatot hasít ki a jövő termelési mixéből. Rövid távon a projekt előrehaladásával kapcsolatos bizonytalanságok akár a közeli erőműfejlesztések késleltetését és a nettó importpozíció további romlását is okozhatják. A beruházás hosszú távú hatásai attól függenek, hogy a bizonyossá váló projekt a keresleti kilátások függvényében kiszorító hatást gyakorol-e a többi erőművi projektre. A szakirodalom is megerősíti (de Frutos Cachorro, Willeghems, & Buysse, 2019), hogy a beruházási döntésekre komoly hatása van a rendszerben lévő atomerőművi kapacitásmennyiségre vonatkozó vélekedéseknek, különösen egy olyan ország esetén, ahol a nukleáris energia fontos részét képezi az energiamixnek.

Az EU dekarbonizációs politikáját illetően mind a megújuló támogatása, mind a fosszilis energiaforrásokra vonatkozó szabályok szigorítása fontos tényező. Ahogy fent bemutatottuk, ez utóbbihoz kapcsolódóan, a szén-dioxid-kvótaárak alakulása is nagy szerepet játszhat a beruházási döntések alakulásában: a kvótapiaci árstagnálás egészen 2017-ig erősen gátolta a gázos beruházásokat, a kvótapiaci szigorítások és az emissziós normák szigorítása (pl. BREF határozat: Európai Bizottság, 2017) pedig a szénbővítéseket lehetetlenítették el. A megújulók (elsősorban az időjárásfüggők) egyre nagyobb arányú jelenléte az áramárakra is komoly hatást gyakorol, és sok bizonytalanságot visz a piacra: egyre nagyobb lehet a volatilitás, miközben a zéró határkölségen termelő megújulók lefelé nyomhatják a nagykereskedelmi villamosenergia-árakat.

A magyar piachoz hasonlóan a gázerőmű-létesítések az elmúlt öt év során Európa-szerte jelentősen visszaestek, helyüket elsősorban a szél- és naperőművi beruházások vették át (EWEA, 2018). A magyar villamosenergia-termelő szektor elmúlt 15 évének története tehát nagyjából illeszkedik az európai trendekbe, habár a megújulók fel-futása nálunk jóval később kezdődött meg, és részarányuk ma is az egyik legalacsonyabb az Unióban. A következő 15 év viszont alighanem róluk fog szólni.

A határkeresztező kereskedelem alakulása

Az átviteli, nagyfeszültségű villamosenergia-hálózatokon belül számos ponton kialakulhatnak szűkületek, amelyeket az átviteli hálózatüzemeltetőknek kell kezelniük. Az európai gyakorlat alapján a hálózati szűkületek kezelésének elsődleges módja az országok közötti határkeresztező kapacitáslimitek meghatározása. Az országok közötti szűkületek esetén a rendszerirányítók határkeresztező kapacitásokat allokálnak.

A magyar határkeresztező kapacitások allokációja – a nyugat-európai gyakorlathoz hasonlóan – az egyre fejlettebb megoldások irányába mozdult el. A következőkben

sorra vesszük azokat a főbb mérföldköveket, amelyek a piacnyitástól kezdődően az implicit multilaterális kiosztás, a market coupling irányába vezettek.

A piaci allokáció kialakulása: aukciók a határokon

A 2003-as piacnyitás első fontos lépése volt, hogy a magyar rendszerirányító a határkeresztesző kapacitások egy részére tendert hirdetett meg, amelyen a kereskedőknek lehetőségük volt a határkeresztesző kapacitások lekötésére, így import villamos energia behozatalára (Vincze, 2012). Ez két tényező miatt is kulcsfontosságú volt. Egyrészt a piacnyitás kezdeti időszakában a szabad erőművi kapacitások szükségessége miatt a szabadkereskedelmi import elengedhetetlen forrást jelentett a hazai feljogosított fogyasztókat ellátó kereskedők számára: 2003-ban az import szolgáltatta a hazai szabadpiaci villamosenergia-fogyasztás 86%-át, és csak a maradékot elégítették ki a hazai forrásokból (GVH, 2006). Másrészt az aukción kialakult árak fontos árjelzéssel szolgáltattak arra, hogy milyen nagykereskedelmi árakkal lehet kalkulálni Magyarországon, ahol ebben az időszakban csak az MVM kapacitás-árverésein kialakult árak tekinthetők árszignálnak. Ugyanakkor 2008-ig nem a teljes importkapacitást osztották ki, az annak egy jelentős részét kivevő szlovák irányú 1000-1300 MW-os kapacitásból átlagosan 600 MW-ot a közüzemi nagykereskedő kapott meg hosszú távú importszerződéseinek lebonyolításához (GVH, 2006).

2004-től kezdve folyamatosak voltak az aukciók: jellemzően éves aukciókat szerveztek, de az egyes határokon elérhetőek voltak havi, illetve másnapi termékek is. Az egyes határok mellett abban is különböztek egymástól, hogy azokon a szomszédos rendszerirányítóval közösen, koordinált aukció keretében történt a határkeresztesző jogok kiosztása, vagy a két rendszerirányító által közösen meghatározott átviteli kapacitás 50-50%-át külön-külön allokálták. 2008-ban a szlovák határon például az éves aukciók esetében nem történt koordináció, azonban a havi és a napi tendereken már igen.

2008 több szempontból is fontos mérföldkő a határkeresztesző kapacitások allokációjában. Egyrészt ekkortól kezdődően lehetetlenültek el az MVM hosszú távú importszerződésai, és nőtt meg a legfontosabb importmetszéken a kereskedők számára hozzáférhető/leköthető kapacitás. Másrészt ekkortól értékesítik a határidős kapacitásokat közös régiós aukciós platformon: nyolc régiós rendszerirányító (50Hertz; APG, CEPS, SEPS, ELES, TenneT, MAVIR és PSE) részvételével megalakult az ún. Central Allocation Office (CAO). Ez a szervezet volt felelős az országok közötti határkeresztesző kapacitások aukciójáért, ezzel megteremtve a koordinált explicit határkeresztesző-allokálás feltételeit. Később, 2015-ben a CAO beolvadt az európai rendszerirányítók többségét tömörítő hasonló szervezetbe, a Joint Allocation Office-ba (JAO, 2019). A koordinált aukciók jelentős hatékonyságjavulást eredményezhetnek, mivel mind az aukciók kiírásának módszertana, mind a részt vevő piacok indulási feltételei egységesek.

Lényeges előrelépés történt a másnapi kapacitások allokációja terén is: 2012 szeptemberében Magyarország csatlakozott – a Csehország és Szlovákia között már korábban elkezdődött – day-ahead, azaz másnapi market coupling-

hoz, így létrehozva a 3MC-t (Selei, 2013). Ezzel a három ország között megvalósult a multilaterális implicit aukció a másnapi piacon, amely során a határkeresztesző kapacitások és a villamosenergia-termék egyben vált kereskedhetővé. A hosszabb távú kapacitásokat azonban a mai napig továbbra is koordinált explicit aukció formájában osztják ki. Később, 2014 év végén Románia is csatlakozott a 3MC piac-összekapcsoláshoz. A market coupling előnye abban rejlik, hogy nincs meg az a kockázat, hogy egy kereskedő megveszi a villamos energiát, de a vártnál csak drágábban tudja a határkeresztesző kapacitást is megvenni, így nem is biztos, hogy megérné neki. E kockázat eliminálásával jelentősen nő a határkeresztesző kapacitások kihasználtsága. Számos elméleti cikk született (ld. többek között Pellini, 2012; Hobbs, Rijkers, & Boots, 2005) amely azt vizsgálja, hogy mekkora haszonnal jár a market coupling az explicit határkeresztesző kapacitások kiosztáshoz viszonyítva.

A piaci mechanizmus korlátai: az allokálandó kapacitások meghatározása

Fontos kiemelni, hogy az elmúlt másfél évtizedben a két legfontosabb import irányú határmetszék a szlovák, illetve az osztrák volt. A piacnyitás kezdetén ezen irányokból lehetett hozzáférni a nyugat-európai villamosenergia-piacokhoz, illetve olyan energiához, amely jellemzően olcsóbb forrást is jelentett, illetve jelent mind a mai napig. E metszések mindenkori elérhetősége és allokációja tehát jelentős hatással van a hazai piaci viszonyokra. A következőkben bemutatunk három olyan esetet, amelyek során valamilyen módon jelentős beavatkozás történt a határmetszéken, ezáltal indirekt módon a hazai nagykereskedelmi árampiacon is.

2007-ig a határkeresztesző kapacitások egy részét hosszú távú közüzemi importszerződésai teljesítése érdekében ingyenesen megkapta a közüzemi nagykereskedő. Ezen változtatott a 2007 márciusában elfogadott kormányrendelet (37/2007. Korm. rend.), amelynek köszönhetően a korábbi hosszú távú kapacitáslekötések érvényüket veszítik 2008-tól, és az így felszabadult kapacitásokat a Kereskedelmi Szabályzatban meghatározott módon kell kiosztani. Ezt egy novemberi kormányrendelet megváltoztatta (313/2007. Korm. rend.), és a MAVIR ingyenesen átadta az MVM-nek a 2008-ra szóló éves aukcióra szánt 350 MW-nyi szlovák irányból jövő importkapacitást, amely a teljes éves mennyiségnek felelt meg. Így a többi szereplő csak a szlovák rendszerirányító által árvezett 350 MW-nyi kapacitáért versenyezhetett.

A határkeresztesző kapacitás visszatartásával 9-9,5 milliárd forint (36,6 millió euró) veszteséget szenvedett el a MAVIR ZRtⁱⁱⁱ (REKK, 2008), amelyet végső soron a fogyasztók fizettek meg a hálózati tarifában. Az olcsó importforrásokhoz való hozzáférés biztosításával ugyanakkor az állami tulajdonban lévő MVM szerződéses portfóliója átmenetileg versenyképesebbé vált, ami hozzájárulhatott ahhoz, hogy az egyetemes szolgáltatóknak történő értékesítései során nem érvényesítette a piaci árakban megmutatózó nagymértékű növekedést.

2011 közepén ismét előtérbe került az importkapacitások allokációja, miután a HUPX-en kialakult másnapi árak az év közepétől a korábbinál nagyobb gyakorisággal

és mértékben szakadtak el a környező piacok áraitól. A Magyar Energia Hivatal (MEH) vizsgálata ekkor a déli export növekedését és az osztrák metszéken hosszú távra lekötött kapacitások növekvő nominálását azonosította, mint a napi rendelkezésre álló határkeresztező kapacitás-volumenek csökkenésének háttérében álló tényező (MEH, 2012b). Hasonló gondok árnyékolják be a szlovák-magyar határon elérhető kapacitásokat is: a szeptemberben meghirdetett, szlovák-magyar határra vonatkozó októberi kapacitások az általában jellemző 600-800 MW közötti havi mennyiségről váratlanul 0 MW-ra csökkentek. Ezt megelőzően már a júliusi és a szeptemberi kapacitások is lényegesen csökkentek. A váratlan kapacitáscsökkenéssel az volt a probléma, hogy jelentős áremelkedéssel járó bizonytalanságot szült a piacon. Mivel a rendszerirányító nem indokolta meg döntéseit, spekulatív magyarázatok láttak napvilágot a külkereskedelem korlátozásával kapcsolatban: egyesek szerint a megnövekedett hurokaramlások miatt szükséges volt a határmetszék kereskedelmi korlátozása, mások az MVM soron következő negyedéves aukcióját látták a történetek háttérében (REKK, 2011).

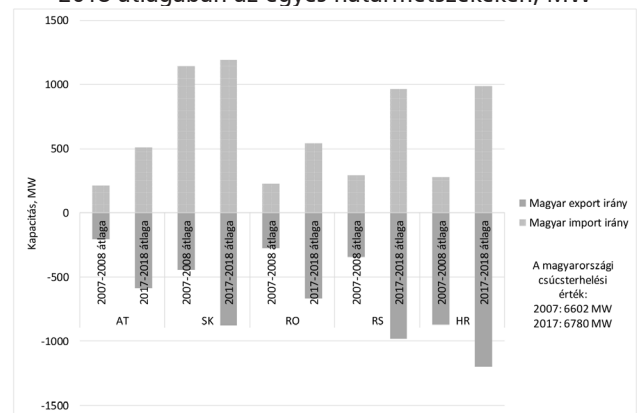
A határkeresztező kapacitások allokációjának fontosságára hívta fel a figyelmet a 2017. januári ártűskék esete. Az extrém magas árak kialakulásának igen sok összetevője volt. A nagy hideg miatt magas volt a hazai kereslet, számos hazai erőművi egység is kiesett a rendszerből, illetve az osztrák irányú határkeresztező kapacitás is az átlagosnál 200 MW-tal alacsonyabb volt a kritikus napokban (Kácsi & Mezösi, 2017). A MEKH (2017b) elemzése alapján önmagában ez a nettó átviteli kapacitáscsökkenés január 11-én 27,5 €/MWh-ás áremelkedést okozott, és az egész januárt vizsgálva átlagosan 5 €/MWh-val lettek volna alacsonyabbak a nagykereskedelmi árak, ha az átlagos szinten alakul az osztrák-magyar határmetszék átviteli kapacitása.

A fenti esetekből egyértelműen látszik, hogy a határkeresztező kapacitások allokációját és a piaci szereplők számára való elérhetőségét a múltban váratlan és átláthatatlan események torzították. A piaci alapú allokáció szabályainak megerősödésével és a transzparencia növekedésével a direkt állami beavatkozások lehetősége mára jelentősen csökkent, de az allokálható kapacitások meghatározását övező bizonytalanságok továbbra is fennállnak.

A piacnyitás kezdete óta jelentős hálózatfejlesztések valósultak meg az átviteli rendszeren, amelyek növelték a hazai rendszerstabilitást, másrészt elősegítették, hogy növekedjenek a kereskedelmi célú import- és exportlehetőségek az egyes határokon. A piacnyitás kezdete óta megépült a Győr-Szombathely-Hévíz nagyfeszültségű vezeték, amely részben hozzájárult ahhoz is, hogy Ausztriával erősebb legyen a hálózati összeköttetésünk. A Pécs-Emestionovo vezeték a horvát határkeresztező kapacitásokat növelte meg, míg az Arad-Békéscsaba a román irányú kereskedési lehetőségek növekedése irányába hatott. Ugyanakkor feltűnő, hogy a piaci szempontból számunkra legfontosabb ország – Szlovákia – irányába nem épült új vezeték, annak ellenére, hogy már a 2010-es hálózatfejlesztési tervben is szerepelt a Sajóivánka-Rimaszombat nagyfeszültségű vezeték terve. Ezek a hálózatfejlesztések összességében jelentősen növelték a hazai exportlehetőségeket, ezáltal értékesítési le-

hetőséget biztosítva a hazai erőműveknek. Ugyanakkor a legfontosabb, szlovák irányú kereskedelmi importkapacitás – amelynek növekedése lehetőséget biztosított volna a két piac között megfigyelhető árkülönbségek csökkentésére – nem változott az elmúlt másfél évtized alatt. Összevetve a tíz évvel korábbi nettó átviteli kapacitás értékeket a mai-val azt láthatjuk, hogy a szlovák irányú import mindössze 50 MW-tal növekedett. Jelentős mértékben növekedett az osztrák import irányú nettó átviteli kapacitás, a legnagyobb növekedést azonban a tőlünk délre elhelyezkedő országok irányába figyelhetjük meg (3. ábra).

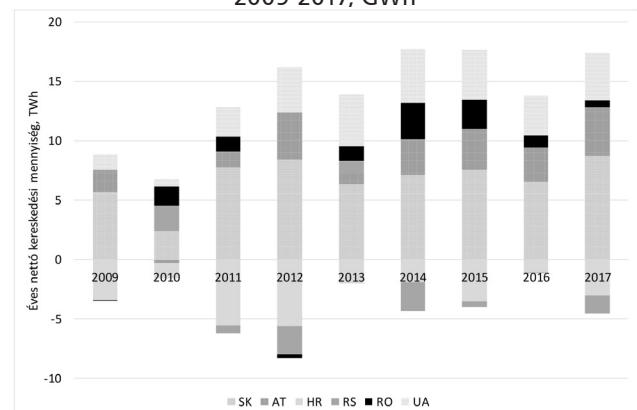
3. ábra A nettó átviteli kapacitás 2007-2008 és 2017-2018 átlagában az egyes határmetszégeken, MW



Forrás: saját ábra MEKH (2019), KAPAR alapján

A hazai nettó import jelentősen növekedett 2009 óta, a kezdeti 5,5 TWh 2017-re közel 13 TWh-ra emelkedett. A legfontosabb import irány a szlovák, ahol az elmúlt tíz évben évente átlagosan 6,7 TWh-t importáltunk. Ezt követi az ukrán (3,1 TWh), illetve az osztrák irány (2,3 TWh). Románia viszonylatában – egy évet leszámítva – szintén nettó importőr pozícióban helyezkedik el Magyarország, az átlagos nettó import 1,2 TWh-t tesz ki. Szerbia és Horvátország irányába nettó exportőrök vagyunk, különösen Horvátország tekintetében figyelhető meg jelentős mértékű export, ahova az utóbbi évtizedben átlagosan 3 TWh-t exportáltunk. A teljes importált mennyiség egy része valójában tranzit, az olcsóbb észak-nyugati piacokról a balkáni országok felé (4. ábra).

4. ábra Éves kereskedelmi forgalom az egyes határokon, 2009-2017, GWh



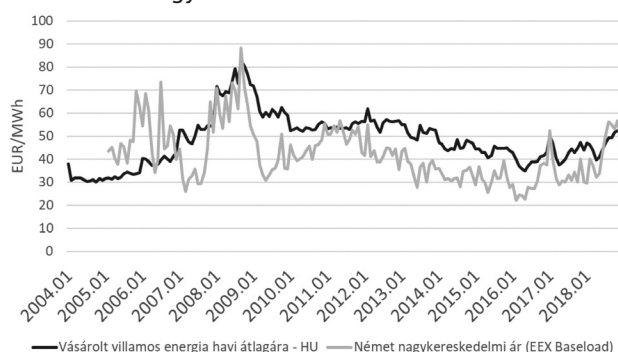
Forrás: saját ábra VER (2010-2018) alapján

A villamosenergia-árak alakulása

A vizsgált tizenöt év alatt nemcsak maguk a villamosenergia-árak változtak, de a kereskedés módja és a szerződésekben definiált termékek is. A magyar áramtőzsde (HUPX) 2010 júliusában jött létre, az ezt megelőző időszakban egész másképp működött a magyar árampiac. Az európai uniós törekvések hosszú évek óta az integráció irányába mutatnak, a piac-összekapcsolások után ma már az Energia Unió megvalósítása a cél (Európai Bizottság, 2019a).

A piacintegráció hatékonyságának vizsgálatokor a legtöbb esetben a régió országaiban a német árakhoz szokás viszonyítani a hazai nagykereskedelmi árakat. Ennek egyik oka, hogy a német piac messze a leglikvidebb tőzsde Európában: 2016 óta folyamatosan többszöröse az ennek mérésére általánosan használt (Heather & Petrovich, 2017) Churn rate (kereskedett mennyiség viszonyítva az áru iránti végső kereslethez) értéke Németországban az egyéb értékeknek – például Franciaországhoz, Nagy-Britanniához, Olaszországhoz vagy a skandináv országokhoz viszonyítva (Európai Bizottság, 2019b). Másrészt 2018 októberéig a német és az osztrák rendszer egy közös piacként működött, így sok országot (köztük hazánkat is) egyetlen határmetszék választott el a német ártaktól.

5. ábra Magyar és német árak 2004-2018 között



Forrás: saját ábra MEH/MEKH 2005-2019: Villamosenergia-ipari társaságok adatai, EKB és EEX alapján

Az 5. ábrán a Hivatal által közölt kompozit villamosenergia-árát ábráztuk, ami a különböző forrásokból vásárolt villamos energia (elsősorban más kereskedőtől, de tartalmazza az erőművektől és importból beszerzettet is) nagykereskedelmi árak súlyozott átlaga, tehát nem igazi nagykereskedelmi ár, de annak jó indikátora. Emellett referenciapontként a német tőzsdei másnapi zsinórtermékek havi átlagait tüntettük fel. A villamosenergia-árak alakulását – számos egyéb termék árához hasonlóan – a vizsgált időszakban mindkét piacon nagyban meghatározták a gazdasági folyamatok, különösen a 2008-as válság. Az ezt megelőző időszakban a gazdaság felpörgésével párhuzamosan a villamosenergia-árak is dinamikusan emelkedtek, hazánkban öt év alatt több mint 2,5-szeresükre nőttek. Ez a trend a német piacon csak 2007 második felétől azonosítható egyértelműen: 2007 júliusától 2008 szeptemberéig itt háromszoros növekedés történt. A visszaesés is jól látható, ugyanakkor itthon az árak egy relatív magas, 50-60 €/MWh-ás szinten stabilizálódtak néhány évre, hogy aztán

2012 második felétől leszálló ágba kerüljenek. Ez a csökkenés elsősorban a világszerte zajló folyamatoknak (pl. tüzelőanyag árak, szén-dioxid-kvótaárak alakulása) tudható be, hiszen a német piacon is látható ugyanez a hatás, de szerepe van benne a piacintegrációnak is, mivel ekkor kapcsolódtunk össze – a jellemzően olcsóbb – szlovák és cseh piaccal. Az utolsó néhány évben ismét inkább emelkedő trendet láthatunk, de talán ennél is fontosabb változás a (főként a környező országokban megvalósuló) megújuló elterjedéséből fakadó, a válság előtt a likvid árampiacokat sokkal inkább jellemző magas volatilitás visszatérése.

A piac kialakulása és a kereskedés megindulása

A vizsgált másfél évtized első szakaszában – 2003 és 2008 között – fokozatos piacnyitás valósult meg. A nagykereskedelem azonban ebben az időszakban rendkívül lehatárolt volt, ugyanis 2004 és 2008 között a hazai erőművi termelés KÁT-on kívüli részének átlagosan 90%-át HTM-ek keretében az MVM vásárolta meg (MEH, 2009). E szerződések árát (ahogyan az MVM által a közüzemi szolgáltatóknak továbbértékesített villamosenergia-árát is) 2003-ig miniszteri rendeletek határozták meg, ezért azokat nem tekinthetjük piaci áraknak. Érdekes azonban megjegyezni, hogy a HTM-es árak erőművenként erősen differenciáltak voltak, másrészt több erőmű esetében jelentősen meghaladták a piaci értékesítési árakat (Európai Bizottság, 2008).

A piac élénkítésének elősegítése érdekében az MVM-et kapacitás-árverésekre kötelezték, melyeket nagyjából féléves gyakorisággal tartottak meg. Itt jellemzően féléves és éves időtartamú határidős blokktermékekre lehetett licitálni. Az itt kialakuló árak a magyar piac első transzparens piaci árjelzései. Az MVM a kötelező aukciókon túl is szervezett árveréseket: az MVM a Piacféren (közismert néven a “turkálóban”) többnyire a kevésbé értékes kapacitásokat értékesítette, rendszertelenül, az épp megmaradó mennyiségekhez igazodva.

2008 felé közeledve a nemzetközi trendeket követve egyre magasabb árak alakultak ki az MVM aukcióin is. Az első, 2003-2004. évi aukciókon még 10 Ft/kWh (39,6 €/MWh) alatt volt a zsinórtermékek értékesítési ára, ami 2008-ban 20 Ft/kWh (79,5 €/MWh) fölé ugrott (MEH, 2011b; Európai Bizottság, 2008, átváltás EKB árfolyamok alapján). Ekkorra az aukcionált mennyiség is jelentősen megnőtt: a 2008-ban az MVM 10 TWh-át (a teljes fogyasztás közel egyharmadát) meghaladó mennyiséget aukcionált, többet, mint 2003-2007 között összesen.

Ugyanebben az évben az MVM EU-s nyomásra kénytelen volt felbontani az erőművekkel fennálló hosszú távú szerződéseit, melyek a 2003. évi piacnyitás óta a nagykereskedelmi piaci verseny legnagyobb akadályát képezték (Európai Bizottság, 2008). Az érintett erőművek számára rendkívül előnyös szerződések megtartása hosszú ideig az MVM-nek is érdekében állt, mert az így rendelkezésre álló portfólió domináns piaci pozíciót biztosított számára, és a drágán lekötött erőművi kapacitások piaci értékesítése során elszenvedett veszteségek ellentételezésére átállási költségek címén kompenzációban részesült. Az Európai Bizottság kikényszerítette a szerződések felbontását. Az

MVM a szerződéses portfólió elvesztését követően több erőművel új szerződéses kapcsolatot létesített, amelynek révén tisztult a portfóliója: miközben a drága (2006-ban jellemzően a piaci ár kétszeresét meghaladó, 25 Ft/kWh feletti átlagáron értékesítő) gázos erőművek kikerültek a portfólióból, az olcsó források (elsősorban a paksi és a mátrai erőmű, melyek 2006-ban 8,3 és 12,3 Ft/kWh átlagáron értékesítettek) bennmaradtak (Európai Bizottság, 2008). Az MVM korábban hosszú évekig veszteségesen működött (miközben az erőművek a neki eladott áramért kapott összegekből kényelmesen üzemeltek), 2007-től a társaság folyamatosan jelentős nyereséget realizált, melyben a fenti „portfólió-áramvonalasítás” is jelentős szerepet játszott (Kapcsolódó dokumentumok, 2019).

Az MVM kapacitás-árverésein kialakuló piaci árak mellett fontos megemlíteni a miniszteri rendeletekkel szabályozott közüzemi nagykereskedelmi árak szerepét is. Mivel a feljogosított fogyasztók nem csupán kiléphettek a közüzemből, de oda vissza is léphettek, a közüzemi nagykereskedelmi áragyakorlatban a közüzem és a szabadpiac relatív versenyképességét jelezte a piaci szereplők számára. Amíg a 2003-as piacnyitást követő években a szabadpiaci árak jelentősen elmaradtak a közüzemi ártól, egyre többen léptek át a közüzemből a szabadpiacra (11%-ról 37%-ra nőtt a szabadpiac aránya 2003-ról 2006-ra (Európai Bizottság, 2008)). Az európai villamosenergia-piacokon bekövetkező gyors ütemű áremelkedés következtében azonban 2007-re megfordultak az arányok: a 2006 novemberében az MVM-kapacitásárverésen kialakult zsinórár mintegy 1,5 Ft/kWh-val (5,7 €/MWh) meghaladta az akkor hatályos közüzemi nagykereskedelmi árakat, ezért sokan visszatértek a viszonylagosan olcsóbbá váló közüzembe: a szabadpiac aránya kb. 20%-ra csökkent (MEH, 2008; MEH, 2009b; GKM, 2005).

A piacnyitás első fázisában az MVM aukciós árai mellett a 2003-tól induló határkeresztesző aukciókon kialakuló árak is az első hazai (nem szabályozott) indikatív árjelzések közé tartoztak. Az akkor már jól működő német tőzsde, az EEX áraival együtt a szlovák (és osztrák) metszéken kialakuló árak már valódi nagykereskedelmi árjelzéssel szolgálták a magyar piacra vonatkozóan. 2009 márciusától pedig a cseh áramtőzsdén elindult a magyar határidős kereskedelem (Power Exchange Central Europe, 2019). Ugyanebben az időszakban élenkült meg az OTC-kereskedés (over-the-counter) is és a kereskedők önkéntes bevallásán alapuló HEPI-index is az időszak fontos árindikátorának számított.

A piaci intézményrendszer kiépülése: áramtőzsde és piac-összekapcsolás

2010-ben alapvető változást jelentett a hazai nagykereskedelemben a HUPX elindulása. Az áramtőzsde létrehozása időszerű szabályozói döntés volt. Bár nem köteleztek senkit a tőzsde használatára, a kereskedelem – többek között a piac-összekapcsolásoknak is köszönhetően – egyre jobban felfutott. A teljes kereskedett mennyiség 2012-ben – az első teljes évben – 6.3 TWh volt, ami 2018-ra majdnem 20 TWh-ra hízott (HUPX, 2011-2018). A számok folyamatos, bár lassuló növekedést mutattak.

A kereskedett mennyiséggel párhuzamosan a tőzsde likviditása is jelentősen nőtt. Ennek mérésére a korábban már bemutatott Churn rate-et használjuk. Bár ennek értéke tíz körül jelez igazán likvid piacot, és ettől a HUPX másnapi piaca még távol áll, az index 2011 és 2018 között értéke majdnem ötszörösére nőtt, megközelítve a 0,5-ös értéket (HUPX, 2011-2018; Ströbl, 2018). Az alacsony érték oka, hogy a teljes magyar áramkereskedelem nagyobb része továbbra is a tőzsdén kívül, illetve a határidős piacokon zajlik. Egy 2014-es adatokat vizsgáló ECA-tanulmány (ECA, 2015) szerint a határidős kereskedés a HUPX-en 0,12-es értéket ért el, de az OTC-piacokon már 4,12 volt. A teljes kereskedett mennyiséget (határidős, spot, OTC, tőzsdei) figyelembe véve a MEKSZ adatai szerint 2018-ban a Churn rate értéke a magyar árampiacon már 12 volt (Árampiac, bevezető, 2019). Ugyanakkor az Európai Bizottság (2019b) számításai alapján a kelet-közép-európai régiós átlag csak 2-3 körül alakult 2016 és 2019 között, miközben az olasz, a brit, a francia és a skandináv piacokon nagyjából 2 és 6 között változott, 12-13-as érték környékén pedig csak a német piac áll. Összegezve, a HUPX mára a régió meghatározó árjelzője. A magyar fogyasztókon kívül a déli irányú határkeresztesző kapacitások bővítésének köszönhetően a Balkán áramellátásában is fontos szerepe van.

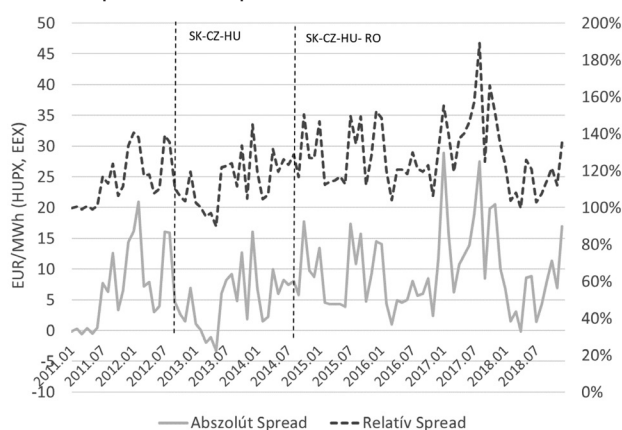
A leginkább meghatározó termék (más tőzsdékhez hasonlóan) egyértelműen a másnapi zsinór termék. 2016-tól elindult a napon belüli kereskedelem is, azonban az intraday piac a mai napig likviditási problémákkal küzd. A határidős termékek pedig 2018 januárjában a HUPX-ról a HUEDX-re költöztek, mivel a MIFID II rendelet nyomán az MNB felügyelete alá kerültek.

A HUPX történetének két meghatározó eseménye volt a cseh és szlovák piaccal történő összekapcsolás 2012 szeptemberében, majd 2014 őszén a román csatlakozás ehhez a hármashoz (a négy ország piac-összekapcsolását nevezzük 4MMC-nek). A hosszú távú EU-s tervekben egy teljes uniós összekapcsolt piac szerepel, így a jelenlegi 4MMC csak átmeneti állapot a teljes európai piac-összekapcsoláshoz vezető úton. Ennek a csatlakozásnak a céldátuma évek óta tolong, a jelenlegi tervek szerint a szóban forgó országok 2020-ban csatlakozhatnak – a már működő – teljes Nyugat-Európát lefedő piac-összekapcsolásba (Kelemen, 2019).

Ahogy fent említettük, a piac-összekapcsolások a piacintegrációt hivatottak növelni, a határkeresztesző kapacitások minél hatékonyabb kiosztásán keresztül, ugyanakkor számottevő likviditásnövekedést is képesek biztosítani a részt vevő tőzsdék számára. A kapacitások mennyisége azonban önmagában az összekapcsolással nem változik meg, így az integrációra gyakorolt hatás is korlátos. Azokon a határokon, ahol rendszeresek a szűkületek, a fizikai kapacitások bővítése jelenthetne megoldást.

A 2012-es összekapcsolást vizsgálva úgy tűnik, az új működés első hónapjaiban abszolút és relatív értékben nézve is a német piachoz közelebbi árak alakultak ki hazánkban is. Ez a jelenség azonban a fizikai kapacitások elégtelensége miatt nem állandósult, a következő nyár folyamán az árak ismét szétváltak, és a magyar piacon jellemző 5-10 eurós ártöbblet újra megjelent (6. ábra).

6. ábra Magyar és német tőzsdei áramárak viszonya és a piac-összekapcsolások hatása, 2011-2018



Forrás: saját ábra ENTSO-E, OTE alapján

A német és magyar árak között gyakorlatilag a kezdetektől fennálló különbség régóta foglalkoztatja a piaci szereplőket. Korábbi elemzéseink alapján (Kácsor, 2017; Kácsor & Mezősi, 2017a; Kácsor & Mezősi, 2017b; Kácsor, Mezősi, & Diallo, 2017) az alábbi, az árkülönbségre ható tényezőket sikerült azonosítani:

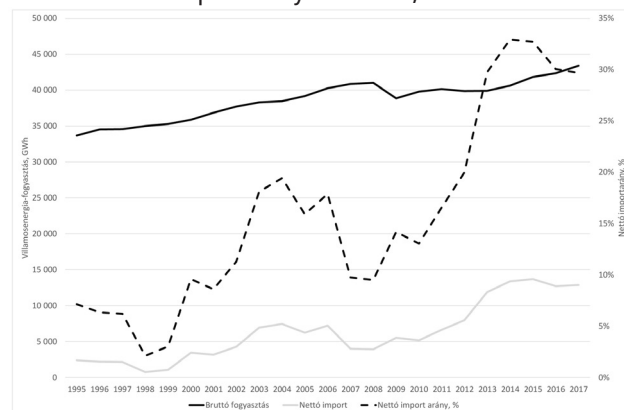
- A kínálati oldalon fontos szerepet játszik a Balkán vízerőművi termelése: magas termelés esetén a kínálatból a magyar piacra is jut, az aszályos időszakokban azonban keresleti sokk-ként jelentkeznek nálunk, ugyanis a balkáni fogyasztókat is a magyar piacról igyekeznek a kereskedők ellátni.
- Ezen kívül az alaperőműveink nem tervezett kiesései is összefüggésbe hozhatóak a magas árkülönbséggel.
- A kereslet árfelhajtó hatása a magyar piacra azokban az időszakokban a legjelentősebb, amikor régiós szinten kiugró a fogyasztás.
- A határkeresztező kapacitások elérhető mennyisége szintén nagyon fontos tényező, elsősorban az osztrák és a szlovák határ kapacitáscsökkenésére érzékeny az ár.

Az elemzések tanúsága szerint a fenti tényezők együttesen képesek komoly árkülönbséget generálni a piacok között, a spread azokban az órákban a legmagasabb, amikor a fenti tényezők közül több is egyszerre áll fenn. Ezek az elsősorban empirikus elemzéseken alapuló eredmények összhangban állnak az elmélettel is: versenyző piaci modell esetén azt várjuk, hogy a kereskedési lehetőségek szűkülése növeli az országok árai közötti különbséget.

Félelem a magas nettó importaránytól

Magyarországon az utóbbi években igen jelentősen megnövekedett a nettó import aránya, a 2014-2018 közötti időszakban a fogyasztás több mint 30%-át importból fedeztük. Míg az 1990-es és a 2000-es évek első felében a nettó importarány 20% alatt alakult, addig 2011-től kezdve jelentős növekedésnek indult, 2014-ben megközelítette a 35%-ot. A fogyasztás az elmúlt másfél évtizedben évente átlagosan 1,16%-kal növekedett, míg a csúcspont fogyasztás értékének növekedése elmarad ettől, utóbbi éves szinten átlagosan 0,8%-kal növekedett (7. ábra).

7. ábra A bruttó hazai fogyasztás, a nettó import és a nettó importarány alakulása, 1995-2017



Forrás: saját ábra VER (2018) alapján

Mezősi et al. (2019) rámutatott arra, hogy a 2015 és 2018 közt vizsgált időszakban az órák 14,1%-ában a rendelkezésre álló hazai erőművek nem lettek volna képesek kielégíteni az adott óra hazai fogyasztását sem, azaz az órák hetedében mindenképpen importra szorultunk. Ezt a magas importfüggőségről alkotott képet azonban erősen árnyalja az a tény, hogy az európai országok közül Magyarország rendelkezik az egyik legnagyobb határkeresztezési importkapacitással, az ország beépített erőművi kapacitásaihoz viszonyítva. Ez a mutató Magyarország tekintetében 55% (Mezősi et al., 2019), ami sok más európai országhoz viszonyítva nagyobb importkitettséget jelent a hazai erőműveknek, de egyúttal rendkívüli mértékben növeli a hazai rendszer számára elérhető kapacitásokat.

A magas nettó importarány azonban önmagában nem okoz hagyományos értelemben vett ellátásbiztonsági problémákat (szűkülő importforrások esetén a csúcsterhelés kielégítéséhez elégtelen erőművi kapacitásokat). Ezt erősíti a MAVIR (2017), az ENTSO-E (2018), illetve Mezősi et al. (2019) tanulmánya is, amelyek mind arra jutnak, hogy középtávon nincs ellátásbiztonsági probléma, a kereslet minden időszakban kielégíthető hazai és import forrásból. A következő évek, évtizedek legfőbb kihívása a nagykereskedelmi piacon annak a rugalmasságnak a biztosítása, amely képes az időjárásfüggő megújuló termelők kiegyenlítésére. E rugalmasságot nem feltétlenül erőművi oldalról kell biztosítani, nagy szerepet kaphat a keresletoldali rugalmasság, illetve a tárolók is. Fontos ugyanakkor látni, hogy a jelenlegi gyakorlatban szinte minden ország elsősorban erőművi tartalékkapacitásokra támaszkodik. Ahogy fent tárgyaltuk, a magyar erőművek folyamatos, közvetlen versenyben vannak a környező országok termelőivel, és ez a piacintegráció kiteljesedésével csak fokozódik. Időről időre felmerül, hogy képesek lesznek-e piaci alapon talpon maradni, vagy szükség lesz valamilyen támogatásra (pl. kapacitáspiac bevezetésére), hogy megőrizzük ezeket a rugalmas kapacitásokat. A paksi beruházás megvalósulása szintén nem túl kedvező a gázos erőművek jövőjét tekintve, hiszen várhatóan a merit order elejére kerül majd be az új, nagy kapacitás. Vannak ugyanakkor olyan egyéb piaci folyamatok (pl.: szén-dioxid-kvótaárak

emelkedése vagy a tartalékok egyre feljebb értékelődése), melyek segíthetik a rugalmas gázos erőművek fennmaradását, vagy ha szükséges, akár újabbak létesítését is.

Konklúziók

A 2003. évi részleges piacnyitás utáni években megindult versenynek szigorú korlátot szabott az öröklött szerződéses struktúra és a hazai döntéshozók piaci folyamatokkal szembeni bizalmatlansága. Az erőművekkel kötött HTM-ek a hazai termelőkapacitások túlnyomó többségét az MVM-hez kötötték, ami hatásosan gátolta a termelői kapacitások piaca vitelét. A kereskedők ezért az első években inkább az importforrásokra alapozták tevékenységüket, jóllehet e források elérhetőségét szintén korlátozta az a szabályozói döntés, mely a határkeresztesző kapacitások allokációja során egészen 2008-ig elsőbbséget biztosított a közüzemi nagykereskedő hosszú távú import-szerződéseinek. Hasonló problémákat okozott az a szabályozói döntés is, mely a versenypiacra kilépő fogyasztók számára fenntartotta a közüzembe történő visszalépés lehetőségét, ezáltal tovább korlátozva a közüzem által lekötött kapacitások felszabadítását. Mindezek következtében a versenypiaci kereskedelem eleinte szigorú kapacitáskorlátok mellett, importforrásokra alapozva zajlott.

A versenyző források viszonylagos szűkössége korlátot szabott a nagykereskedelmi piac likviditásának és a hiteles árjelzések kialakulásának, ami egyúttal a piaci alapú erőművi beruházások megvalósulását is akadályozta. A 2003-tól működő kötelező átvételi rendszer keretein belül azonban jelentős kiserőművi kapacitások, mindenekelőtt kapcsolt gázmotorok létesültek. A kötelező átvétel számos előregedett széntüzelésű erőművi kapacitás túlélését is lehetővé tette, ugyanis megtérülő beruházássá vált több, a szigorodó környezetvédelmi normáknak megfelelni nem képes szén-erőművi blokk biomassza-tüzelésre történő átalakítása. A villamosenergia-árak 2000-es évek második felében tapasztalt gyors növekedése, illetve a versenypiaci modell küszöbön álló bevezetése a nagyerőművi beruházásoknak is kedvezett: ezekben az években indult meg többek között a Gönyüi Erőmű, illetve a Dunamenti Erőmű G3 blokkjának előkészítése. Bár a 2008-as válságot követő kereslet- és árcsökkenés a tervezett erőműfejlesztések többségének felfüggesztéséhez vezetett, a megépült két nagyerőművi egység azt bizonyította, hogy HTM-ek nélkül, versenypiaci környezetben, piaci alapon is lehetséges az erőműépítés.

Összességében elmondható, hogy a magyar nagykereskedelmi piac nagy utat tett meg a piacnyitás óta: az egyvásárlós, hosszú távú, bilaterális megállapodásokra és hatósági árszabályozásra épülő merev piacszerkezetből egy likvid, sokszereplős, nyitott, versenyző piac nőtt ki magát. Az erőműpark jelentősen átalakult: az előregedett, alacsony hatékonyságú és környezetszennyező, többségében széntüzelésű erőművi egységek bezártak, számottevő kapcsolt és megújuló kapacitás jelen meg, és 2010 után piacra léptek az első, versenypiaci körülmények között megépített, magas hatásfokú CCGT blokkok. A tőzsde megjelenésével néhány év leforgása alatt transzparens, likvid, hiteles árcentrum jelent meg a piacon, mely a piac-összekapcsolásoknak köszönhetően forgalomnövekedést

könnyvelhetett el. A határkeresztesző kapacitások kiépíttessége a hazai piac méretéhez képest rendkívül nagymértékű import- és export forgalomnövekedést tett lehetővé, ami az utóbbi években átlagosan 30% körüli nettó importarányt eredményezett. Mindezek ellenére a magyar piac és nyugati szomszédai között a valódi piacintegráció mégsem alakult ki: a német piaccal összehasonlítva a magyar villamosenergia-árakban a mai napig egy változó nagyságú, de folyamatosan jelen lévő felárral szembesülünk. Ehhez nagyban hozzájárult, hogy nagyobb volumenű határkeresztesző kapacitásbővítés a szlovák határon nem valósult meg.

Az utóbbi két évtized átalakulása azonban a versenyző nagykereskedelmi piacok megerősödésével nem ért véget. Az európai szabályozásban jelentős hangsúlyeltolódások figyelhetők meg: a nemzeti piacok versenyzővé tétele és integrációja után a fő energiapolitikai cél a dekarbonizáció lett. A megújuló energiaforrások expanzióját eredményező támogatási rendszerek, a karbonintenzív technológiákat fokozatosan "kiárzó" kvótakereskedelmi rendszer és az információs technológia térhódítása megrengette a hagyományos üzleti modelleket és fessegetni kezdte a jelenlegi piacszerkezési modelleket, ami további jelentős átalakulásokat valószínűsít.

Felhasznált irodalom:

- A Dunamenti erőmű története és jelene (2019), <https://www.dert.hu/hu/a-dunamenti-eromu-tortenete-es-jelene>
- Árampiac, bevezető (2019), <https://meksz.eu/arampiac>
- Bartek-Lesi, M., Mezösi, A., Pató, Zs., Szabó, L. & Szajkó, G. (2019). Megújulóenergia-felhasználás Magyarországon – A későn jövőek előnye? *Vezetéstudomány*, 50(Különszám), 46-60. <https://doi.org/10.14267/VEZTUD.2019.KÜLÖNSZÁM.05>
- de Frutos Cachorro, J., Willeghems, G., & Buysse, J. (2019). Strategic investment decisions under the nuclear power debate in Belgium. *Resource and Energy Economics*, <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2019.04.006>
- Economic Consulting Associates Limited (2015). *European Electricity Forward Markets and Hedging Products – State of Play and Elements for Monitoring*. London, UK: Economic Consulting Associates Limited. https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Documents_Public/ECA%20Report%20on%20European%20Electricity%20Forward%20Markets.pdf
- EEX (2019). *Coal, ARA Futures*. <https://www.eex.com/en/trading/trading-forms-and-documentation/settlement-price/coal/28746>
- ENTSO-E (2018). *Mid-term Adequacy Forecast 2018*. <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>
- Európai Bizottság (2008). A Bizottság határozata (2008. VI.04) A Magyarország által a hosszú távú villamosenergia-vásárlási megállapodások keretében nyújtott állami támogatásról.
- Európai Bizottság (2016). Report from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions - Energy prices and costs in Europe. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com_2016_769.en_.pdf

- Európai Bizottság (2017). A Bizottság (EU) 2017/1442 végrehajtási határozata (2017. július 31.) a 2010/75/EU európai parlamenti és tanácsi irányelv szerinti elérhető legjobb technikákkal (BAT) kapcsolatos következtetéseknek a nagy tüzelőberendezések tekintetében történő meghatározásáról. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/HU/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017D1442&from=EN>
- Európai Bizottság (2019a). Fourth report on the State of the Energy Union. https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/fourth-report-state-of-energy-union-april2019_en_0.pdf
- Európai Bizottság (2019b). Quarterly report on European electricity markets, Q1 2019. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q1_2019_final.pdf
- Európai Parlament és Tanács (2001). Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants. <https://rod.eionet.europa.eu/instruments/500>
- EUROSTAT (2019). Az Eurostat honlapja. <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>
- EWEA (2018). Wind energy in Europe in 2018. Trends and statistics. <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2018.pdf>
- Gazdasági és Közlekedési Minisztérium (2002). 56/2002. (XII. 29.) GKM rendelet az átvételi kötelezettség alá eső villamos energia átvételének szabályairól és árának megállapításáról, <https://net.jogtar.hu/jogszabaly?docid=a0200056.gkm&getdoc=1>
- Gazdasági és Közlekedési Minisztérium (2005). 4/2005. (1.21.) GKM rendelet, A közüzemi célra és elosztó hálózati veszteség pótlására értékesített villamos energia árszabályozásáról, valamint a közüzemi villamos energia nagykereskedő által hatósági áron értékesített villamos energia árának megállapításáról.
- Gazdasági és Versenyhivatal (2006). A Gazdasági Versenyhivatal jelentése a magyar villamosenergia piacon lefolytatott ágazati vizsgálatról. Budapest.
- Gázturbinás erőművek, <http://www.gter.hu/bemutakozas/tevekenyseg/gaszturbinas-eromuvek/>
- Heather, P., & Petrovich, B. (2017). European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration. *OIES Energy Insight*, 13, 1-29. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/05/European-traded-gas-hubs-an-updated-analysis-on-liquidity-maturity-and-barriers-to-market-integration-OIES-Energy-Insight.pdf>, <https://doi.org/10.26889/ei13.201705>
- Hobbs, B. F., Rijkers, F. A. M., & Boots, M. G. (2005). The More Cooperation, The More Competition? A Cournot Analysis of the Benefits of Electric Market Coupling, *The Energy Journal*, 26(4), 69-97. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol26-No4-5>
- Innovációs és Technológiai Minisztérium (2018). Magyarország Nemzeti Energia és Klímaterve – Tervezet. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/hungary_draftnecp.pdf
- JAO (2019). A Joint Allocation Office honlapja. www.jao.eu
- Joskow, P. L. (2008). Lessons Learned from Electricity Market Liberalization. *The Energy Journal, International Association for Energy Economics*, Special Issue, 9-42. <https://doi.org/10.5547/issn0195-6574-ej-vol29-nosi2-3>
- Környezetvédelmi és Területfejlesztési Minisztérium (1998). 22/1998. (VI.26.) KTM rendelet, az 50 MWth és az ennél nagyobb hőteljesítményű tüzelőberendezések légszennyező anyagainak kibocsátási határértékeiről. <http://www.jogportal.hu/index.php?id=krlaeu67vpmqbfu40&state=20030719&menu=view>
- Környezetvédelmi és Vízügyi Minisztérium (KVVM) (2003). 10/2003. (VII. 11.) KvVM rendelet, az 50 MWth és annál nagyobb névleges bemenő hőteljesítményű tüzelőberendezések működési feltételeiről és légszennyező anyagainak kibocsátási határértékeiről.
- Kácsor E., Mezősi A., & Diallo, A. (2017). *Egypúpú vagy kétpúpú?* Budapest, Magyarország: REKK. https://rekk.hu/downloads/academic_publications/rekk_policybrief_hu_2017_06.pdf
- Kácsor, E. (2017). Possible reasons for the difference between HUPX and EEX DAM prices – Why is Hungarian electricity more expensive than German? *Közgazdaság* 12(3), 37-54.
- Kácsor, E. & Mezősi, A. (2017a). A 2017. januári magas HUPX árak elemzése. Budapest, Magyarország: REKK, https://rekk.hu/downloads/academic_publications/rekk_policybrief_hu_2017_02.pdf
- Kácsor, E. & Mezősi, A. (2017b). Now and then: why Hungarian wholesale electricity is still more expensive than the German. *International Issues and Slovak Foreign Policy Affairs*, 26(1-2), 69-81.
- KAPAR: A MAVIR által működtetett Kapar felület a határkeresztelő kapacitás aukciókról.
- Kapcsolódó dokumentumok (2019). <http://mvm.hu/kozerdeku-adatok/szakmai-informaciok/eves-tarsadalmifelelossegvallalasi-jelentesek/kapcsolodo-dokumentumok/>
- Kelemen, H. (2019). CACM kapacitásszámítás follow up és FCA. Budapest, Magyarország: REKK, előadás.
- Kispesti Erőmű - a Budapesti Erőmű Zrt. legmodernebb erőmű egysége. <https://budapestieromu.hu/page/kispesti-eromu>
- Kormányrendelet (2007a). 37/2007. (III. 7.) Kormányrendelet, A villamos energia határon keresztül történő szállításának szabályozásáról szóló 182/2002. (VIII. 23.) Korm. rendelet módosításáról. <http://www.kozlonyok.hu/kozlonyok/index.php?m=0&p=kozltart&ev=2007&szam=3&k=9>
- Kormányrendelet (2007b). 313/2007. (XI. 17.) Korm. r. A villamos energia határon keresztül történő szállításának szabályozásáról szóló 182/2002. (VIII. 23.) Korm. rendelet módosításáról szóló 37/2007. (III. 7.) Korm. rendelet módosításáról. <http://www.kozlonyok.hu/kozlonyok/index.php?m=0&p=kozltart&ev=2007&szam=13&k=9>
- MAVIR (2003-2018). A magyar villamosenergia-rendszer közép- és hosszú távú forrásoldali kapacitásfejlesztése.

- MAVIR (2005b). A kapcsolt termelés és a megújuló források támogatása. <https://www.mavir.hu/documents/10258/107815/tamogatások20050512.pdf/2504a5c8-8ce9-4552-b3d5-7d34d4fdab0c>
- MEH (2005-2012). Villamosenergia-ipari társaságok adatai, 2004-2011.
- MEH (2005b). Beszámoló az Országgyűlés részére a Magyar Energia Hivatal 2004. évi tevékenységéről a villamos energiáról szóló 2001. évi CX. törvény 9. § (1) bekezdése alapján.
- MEH (2009b). Beszámoló a Magyar Energia Hivatal 2008. évi tevékenységéről. http://www.mekh.hu/download/2/a0/00000/kormanybeszamolo_2008.pdf
- MEH (2011b). 747/2011-es számú határozat, Jelentés piaci erővel rendelkező engedélyes számúra kötelezettségek kiszabása a villamos energia nagykereskedelmi piacon lefolytatott piacelemzés alapján.
- MEH (2011c). Beszámoló a kötelező átvételi rendszer 2010. évi alakulásáról. http://www.mekh.hu/download/a/a0/00000/MEH_KAT_beszamolo_2010.pdf
- MEH (2012b). 655/2012 MEH határozat a HUPX másnapi villamosenergia-piacon kialakult árakkal kapcsolatos hatósági eljárás lezárásáról.
- MEH-MAVIR (2010-2012). A magyar villamosenergia-rendszer (VER) 2009-2011. évi adatai. Budapest, Magyarország: MEH, MAVIR.
- MEKH-MAVIR (2013-2018). A magyar villamosenergia-rendszer (VER) 2012-2017. évi adatai. Budapest, Magyarország: MEKH, MAVIR.
- MEKH (2013-2019). Villamosenergia-ipari társaságok adatai, 2012-2018.
- MEKH (2017b). Piacmonitoring Jelentés a 2017. januári villamosenergia-piaci folyamatokról. Budapest: Magyar Energetikai és Közmű-Szabályozási Hivatal.
- MEKH (2019b). Jelentés a 2018. évi nagykereskedelmi villamosenergia-piaci folyamatokról. Budapest: Magyar Energetikai és Közmű-Szabályozási Hivatal.
- Mezősi, A., Bartek-Lesi, M., Dézsi, B., Diallo, A., Kácsor, E., Kerekes, L., Kotek, P., Mészégetőné Keszthelyi, A., ...Vékony, A. (2019). A hazai nagykereskedelmi villamosenergia-piac modellezése és ellátásbiztonsági elemzése 2030-ig különböző erőművi forgatókönyvek mellett. Budapest: REKK. https://rekk.hu/downloads/projects/2019_Arampiac_REKK.pdf
- Nemzeti Fejlesztési Minisztérium (2016). 70/2016. (XII. 29.) NFM rendelet, a földgázpiaci egyetemes szolgáltatáshoz kapcsolódó hatósági árak képzésének keretszabályairól. <https://net.jogtar.hu/jogszabaly?docid=A1600070.NFM&searchUrl=/gyorskereso%3Fpagenum%3D33>
- Országgyűlés (2001). 2001. évi CX. Törvény a villamos energiáról. <https://mkogy.jogtar.hu/jogszabaly?docid=A0100110.TV>
- OTE (2012-2019). Annual Market Report 2011-2018.
- Pellini, E. (2012). Measuring the impact of market coupling on the Italian electricity market. *Energy Policy*, 48(September), 322-333. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.05.029>
- Power Exchange Central Europe (2019). <https://www.pxe.cz/dokument.aspx?k=Co-Je-PXE>
- REKK (2008). *A 2008. évi árampiaci modellváltás rövid értékelése*. Budapest: REKK Műhelytanulmány 2008/1. http://unipub.lib.uni-corvinus.hu/176/1/wp2008_1.pdf
- REKK (2010). *A kapcsolt hő- és villamosenergia-termelés versenyképessége és szabályozási kérdései Magyarországon*. Budapest, Magyarország: REKK. <http://econ.core.hu/file/download/ktigvh/kapcsolt.pdf>
- Selei, A. (2012). A cseh-szlovák-magyar piac-összekapcsolás értékelése az első két hónap eredményei alapján. REKK *Piaci Jelentés*, 4.
- Stróbl, A. (2019). Villamos energia, 2018 – előadás.
- Takácsné Tóth, B., Kotek, P., & Selel, A. (2019). A magyar gázpiaci liberalizáció 15 éve, kézirat. *Vezetéstudomány*, 50(különszám), 32-45. <https://doi.org/10.14267/VEZTUD.2019.KÜLÖNSZÁM.04>
- Uniper in Hungary, <https://www.uniper.energy/company/locations/other-countries/hungary>
- Vincze, P. (2012). Átalakuló szabályozás a villamosenergia-szolgáltatásban. In Valentiny Pál & Kiss Ferenc László (Szerk.), *Verseny és szabályozás 2007* (pp. 304-323). Budapest: MTA Közgazdaságtudományi Intézet.

Végjegyzetek:

- ⁱ Némileg kilóg a sorból a legelső MVM-es beruházás, melyre a 2000-es évek elején került sor. A Miskolci Fűtőerőmű egységeit már nem központi tender keretében meghirdetett kapacitásként építették meg - a beruházó MIFŰ Kft-t a VET hatályba lépését követően, 2002-ben alapították - a különböző egységekben már 2003 és 2007 között elindult a kereskedelmi üzem.
- ⁱⁱ A clean dark spread az értékesített villamos energiából származó bevétel, illetve a széntüzelésű erőművek rövid távú határköltésének a különbségéből határozható meg. Hasonlóan a clean spark spread a földgázos erőművek bevételéből, és a földgáztermelés rövid távú határköltésének különbségéből áll elő. A számításokhoz a gázos erőművek esetén 50%-os, a szenesek esetén 38%-os hatásfokot feltételeztünk. A szén-dioxid-kvótaárak esetén az adott év decemberére vonatkozó határidős árral számoltunk. Az áramárak esetén a később bemutatott, MEKH által publikált magyar nagykereskedelmi (kompozit) áramárakat vettük alapul. A gázárak esetén az orosz import és a TTF súlyozott átlagát használtuk, ahol a súlyokat az egyetemes szolgáltatásra vonatkozó szabályozásban (70/2016 NFM rendelet) szereplő olajindexált / TTF arány alapján határoztuk meg. A szénárak esetén a rotterdami kikötő árait vettük alapul.
- ⁱⁱⁱ A szlovák fél aukcionálta a saját 350 MW-ját, így ennek az árából következtethetünk a határkeresztező kapacitás árara. A határkeresztező kapacitás díja azonban a két országban megfigyelt, várható árak függvénye, így felmerül, hogy ez az extra kapacitás csökkentette volna a hazai árat, így a MAVIR kisebb bevételt tudott volna elérni. Azaz azáltal, hogy a MAVIR értékesítette volna ezeket a kapacitásokat, a hazai ár is csökkenhetett volna.