

A REGIONÁLIS ÁRAMPIACI INTEGRÁCIÓ HATÁSA AZ ERŐMŰVEK PIACI ERŐFÖLÉNYÉRE

Tanulmányunkban a közép- és kelet-európai térség villamosenergia-nagykereskedelmi piacának rövid távú közgazdasági modellezésével foglalkozunk – teljes piacnyitás utáni körülményeket feltételezve. A modell inputjai között becslést adunk az igénybe vehető termelőkapacitások nagyságára és a termelés költségére, a keresleti jellemzőkre és az átviteli hálózat sajátosságaira. Modellezési megközelítésünk előnye, hogy egyszerre vesszük figyelembe a regionális piacok egymáshoz való térbeli viszonyát és a piaci erőfölénnyel rendelkező vállalatok árbefolyásoló képességét. Főbb következtetéseink: 1. a jelenlegi piaci integráció szintjén a nagy áramtermelő vállalatok piaci ereje számottevő; 2. a szorosabb piaci integráció mérsékli az erőfölénnyel való visszaélés lehetőségét, és árcsökkenő hatással jár; viszont 3. a teljes piaci integráció sem korlátozza kielégítő módon a nagy áramtermelők piaci erejét. Modellezési eredményeink gyakorlati jelentőségét azonban egyszerűsítő feltevéseink valószerűségének vizsgálata nélkül nem tudjuk pontosan megítélni.*

BEVEZETÉS

A térségünkben zajló árampiaci liberalizáció egyik fontos kérdése, hogy a jelenlegi tulajdonosi szerkezet mellett mennyire számíthatunk valódi versenyző piacok kialakulására, illetve mennyire fenyeget egyes szereplők piaci erőfölénye. A közép- és kelet-európai országok villamosenergia-szektorainak kínálati oldala meglehetősen koncentrált: a termelőkapacitások meghatározó része egy vagy legfeljebb néhány szereplő kezében összpontosul. Részben emiatt is gyakran halljuk, hogy hatékony versenypiacok kialakulása kevésbé várható egy-egy országon belül, így a termelői

* Jelen tanulmány első, részletesebb változata a Regionális Energiagazdasági Kutatóközpontban (REKK) 2005–2006 során végzett Central and Eastern European Energy Market (C3EM) Research Project elnevezésű kutatómunka eredményeképpen jött létre (*Kiss és szerzőtársai*, 2006). Az alkalmazott numerikus modellt az eredeti változat két spanyol szerzőtársa, *Julián Barquín* és *Miguel Vázquez* (Universidad Pontificia Comillas, Madrid) készítette, a szerző ezért elsősorban nekik tartozik köszönettel. További köszönet illeti *Sulyok Zoltánt* (Mavir Zrt.) és *Daniel Freemant* (Advanced Power AG) a technikai adatok értelmezéséhez nyújtott segítségükért, valamint a REKK munkatársait a kutatómunka során adott értékes megjegyzéseikért.

versenyből fakadó előnyök kiaknázására mindenképpen szükség van bizonyos szintű regionális integrációra.

Tanulmányunkban ezt a kérdést járjuk körül egy numerikus közgazdasági modell segítségével. Hét szomszédos országot vizsgálunk a régióban: Ausztriát (AT), Csehországot (CZ), Horvátországot (HR), Magyarországot (HU), Romániát (RO), Szlovákiát (SK) és Szlovéniát (SI).¹ A modell szerkezetének és működési logikájának ismertetése, majd az erőművi kapacitások és költségek, a keresleti viszonyok és a határkeresztező kapacitások számbavétele után megkeressük a modell egyensúlyát versenyzői és stratégiai viselkedéssel jellemzett piaci környezetben. Ezt követően megvizsgáljuk, hogy szorosabb piaci integráció esetén a fontosabb változók – elsősorban az árak – milyen szintű változásait várhatjuk. A tanulmányt a numerikus modellezésből levonható következtetéseinkkel zárjuk.

REGIONÁLIS PIACI MODELL

Az alkalmazott piaci modell jellemzőit négy témakör mentén tárgyalhatjuk: piaci kereslet, termelési technológia, földrajzi szerkezet és vállalati viselkedés. A következőkben részletesen megvizsgáljuk mind a négy kérdéskört – az elmélet mellett bemutatva a numerikus szimulációhoz használt adatokat és becsléseket is.

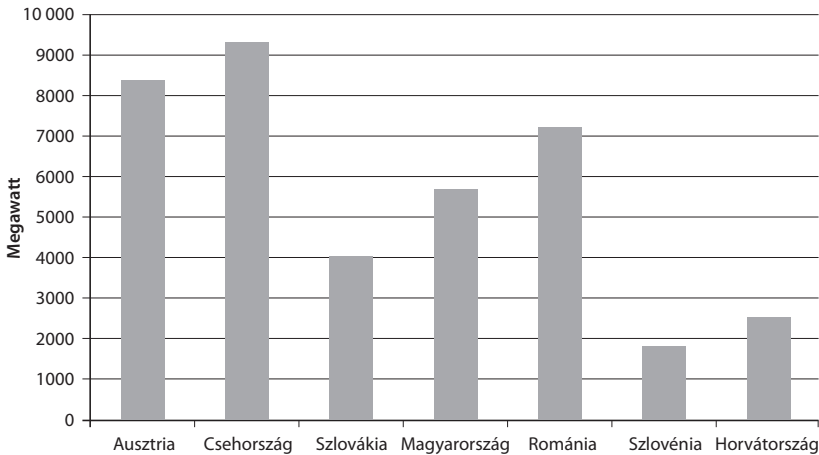
Piaci kereslet

A villamos energia iránti keresletet mind a hét országban egy-egy aggregált keresleti görbével jellemezzük. Ismert tény, hogy az áramfogyasztás még országos szinten is gyakorlatilag percről percre változik, minket azonban nem az időbeli változékonyság érdekel, mivel modellünk statikus. Ehelyett azt kell rögzítenünk, hogy egy adott időpontban – ami jellemzően a téli csúcspolyasztás időszaka – hogyan változik a keresett mennyiség a villamos energia piaci árának függvényében. A régió egyes országaiban megfigyelt téli legnagyobb rendszerterhelést az *1. ábra* mutatja be.

Mivel a keresleti görbe becsléséhez nem rendelkezünk megfelelő adatokkal, ezért különféle feltételezésekkel élünk a görbe alakját és elhelyezkedését illetően. Az egyszerűség kedvéért lineáris függvényt választunk, amit három (jól értelmezhető) adattal tökéletesen le tudunk írni.

Az első a már bemutatott keresett mennyiség, a második az ehhez tartozó piaci ár, amit az egyszerűség kedvéért egyszerűen 30 euró/megawattórának veszünk min-

¹ Zárójelben az UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity – az európai villamosenergia-átviteli rendszerirányítók tevékenységét összehangoló szervezet) rövidítéseit tüntettük fel. Ezeket használjuk az ábrákon az országok jelölésére.



Forrás: UCTE, saját számítások.

1. ÁBRA • Becsült téli csúcspotasztás (maximális rendszerterhelés) a vizsgált országokban

den piacon. Ezzel gyakorlatilag meghatároztunk egy pontot a keresleti görbén. A görbe meredekségét (a harmadik adatot) a kereslet rugalmasságával jellemezzük. Általános megfigyelés szerint rövid távon a villamos energia iránti kereslet rugalmassága meglehetősen alacsony: a fogyasztók nehezen tudják helyettesíteni a terméket.

Tényszerű adatok hiányában itt is feltevésekre kell hagyatkoznunk: a kereslet rugalmasságát egyöntetűen $-0,1$ -nek vesszük minden országban (a meghatározott keresleti pontban). Ez alapján modellünkben például tízszázalékos áremelkedés (rövid távon) megközelítően egy százalékkal csökkenti a fogyasztást.²

Termelési technológia

Villamos energia előállításához számos elsődleges energiaforrás áll rendelkezésre, ezek közül nagyságrendileg a legfontosabbak a szén, a földgáz, a víz- és az atomenergia. Mivel rövid távú versenyt modellezünk, ezért a termelési költségek közül kizárólag a határköltségekre fogunk koncentrálni. Jó közelítéssel feltételezhető, hogy

² A lineáris függvényformából fakadóan a keresleti függvény mentén a keresletrugalmasság folyamatosan változik (magasabb árak mellett rugalmasabb a kereslet). A modellezés szempontjából érdekes ártartományban (20–50 euró/megawattóra) az árugalmasság ténylegesen $-0,06$ és $-0,18$ között alakul. (Ugyanakkor azt is látnunk kell, hogy semmi sem indokolja a konstans árugalmasság előnyben részesítését a lineáris függvényformával szemben.)

egy adott technológiát tekintve az áramtermelés határkölsége különböző termelési szintek mellett is viszonylag kis intervallumban mozog; ezt figyelembe véve mi konstans határkölséggel fogunk számolni.³

A határkölségek becsléséhez túlnyomórészt az 1 megawattóra villamos energia előállításához szükséges tüzelőanyag költségét kell meghatároznunk. Itt alapvetően két irányba indulhatunk el. Az erőművek megfigyelt teljes tüzelőanyag-felhasználását (illetve az ezzel járó kiadásokat) rávetíthetjük a megtermelt villamos energia mennyiségére, vagy pedig a termelőegységek energiaátalakítási hatásfokából és az egyes régiókban megfigyelt tüzelőanyag-árakból kiindulva megbecsülhetjük az áramtermelés technológiai alapú határkölségét.

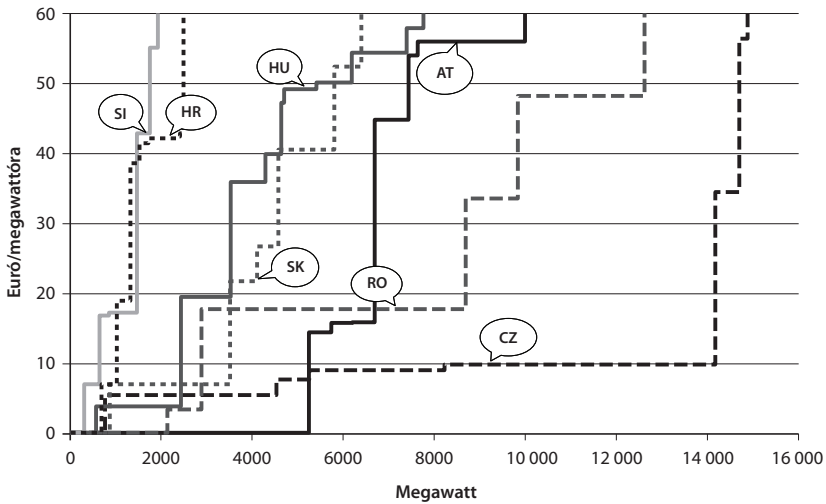
Bár az első közelítésmód (valós költségadatok felhasználása) elméletileg vonzóbbnak tűnik, a gyakorlatban azonban ez a módszer – a modellezés által megkívánt következtetéssel – az adatok üzleti szempontból érzékeny természete miatt kivitelezhetetlen. Ezzel szemben a technológiai becslésen alapuló módszer előnye nemcsak a lényegesen kisebb adatigény, hanem az eljárásban rejlő következtetésesség is: még ha a költségek tényleges szintjében tévedünk is, az erőművek egymáshoz viszonyított határkölségei konzisztensek maradnak.⁴

A technológiai becslés eredményeképpen kapott határkölséggörbékét országok szintjén aggregáltuk; ez látható a 2. ábrán.

Az igénybe vehető termelési kapacitásokat és azok költségeit bemutató 2. ábrán az egyes országokban tapasztalt csúcsidei igénybevételt is feltüntettük. Az ország-rövidítéseket tartalmazó buborékok éppen arra a pontra mutatnak a kínálati görbén, amelyiknél a belföldi kereslet kielégíthető (a kereslet árrugalmasságát itt figyelmen kívül hagytuk). Ebben az értelemben az ábráról az egyes országok áramszektorainak „nemzetközi versenyképességét” is leolvashatjuk. Minél alacsonyabban van az országot jelölő buborék, és minél laposabban folytatódik ettől jobbra a kínálati görbe, annál több olcsó exportra képesek az adott ország erőművei a regionális piac számára. Ebből a szempontból különösen a cseh és a román erőművi park van előnyös helyzetben.

³ A termelés átlagkölsége a fix jellegű költségek miatt természetesen nem konstans. Mivel azonban rövid távú kínálati döntésekkel foglalkozunk, a fix költségeket (például bér- és tőkekölségek) elsüllyedt költségekként kezeljük, amelyek nem befolyásolják az erőművek optimális kínálati döntéseit.

⁴ A vízenergia esetében némiképpen más közelítésmódot kell alkalmaznunk, mivel a víz helyzeti energiájának nincs hétköznapi értelemben vett ára. Természetesen itt is érvényes, hogy a ma felhasznált vízzel nem termelhetünk holnap áramot, így elveszítjük a holnap bevételt. Az alternatív költségek becsléséhez azonban egy teljes dinamikus piacmodellre lenne szükség, ami messze meghaladja tanulmányunk kereteit. Második legjobb megoldásként a vízenergia határkölségét egyszerűen nullának választjuk, viszont az éves átlagos kapacitáskihasználás szintjére korlátozzuk az előállítható villamos energia mennyiségét.



Rövidítések: AT: Ausztria, CZ: Csehország, HR: Horvátország, HU: Magyarország, RO: Románia, SK: Szlovákia, SI: Szlovénia.
 Forrás: Kiss és szerzőtársai [2006].

2. ÁBRA • Aggregált határkölséggörbék

Földrajzi szerkezet

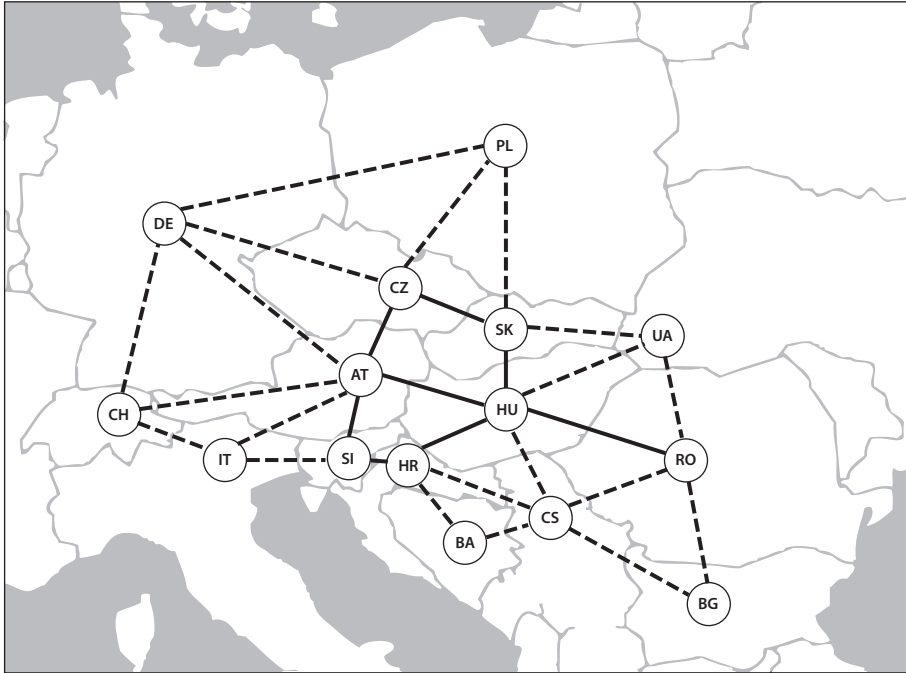
Mivel egy viszonylag kiterjedt regionális piacot modellezünk, ezért természetes módon adódik a kérdés, hogy vajon számottevő hatással van-e a földrajzi szerkezet a piaci egyensúlyra, és ha igen, akkor hogyan indokolt ezt figyelembe venni.

A villamos energia szállítása nagy távolságokra a nagyfeszültségű átviteli hálózaton keresztül történik. A szállítás tényleges, fizikailag jelentkező költségei (az átviteli hálózat vezetékének ellenállásából fakadó hőveszteség) a modellezés szempontjából elhanyagolhatók. Nem lehet viszont eltekinteni attól a tényről, hogy a vezetékek kapacitáskorlátosak: bizonyos teljesítményhatárt meghaladó áramlás felett egyszerűen leégnek (amit a rendszerirányítók természetesen nem engednek).

Az átviteli hálózatok struktúráját a modellezhetőség érdekében egyszerűsíteniünk kellett. Modellünkben az országokon belüli hálózati elemeket egyetlen csomópontba sűrítettük, két szomszédos csomópont (ország) között pedig legfeljebb egy határkeresztesző metszékét definiálunk. Minden fogyasztás és termelés a csomópontokban történik, az áramszállítás (kereskedelem) pedig az ezeket összekötő, kapacitáskorlátos vezetéseken. Azzal, hogy egy országot egy csomóponttal jelölünk, egyben azt is feltételezzük, hogy torlódás csak a határkeresztesző metszégeken alakulhat ki.⁵

⁵ Ausztria esetében például ez a feltevés nem mindig állja meg a helyét, így nem is tekinthető a valóság hibátlan közelítésének.

A 3. ábra a modellezett régió sematikus rajzát mutatja be. A folytonos vonallal jelzett metszékeket (és az ezek végén található országokat) vesszük explicit módon számításba.



AT: Ausztria, BA: Bosznia és Hercegovina, BG: Bulgária, CH: Svájc, CS: Szerbia, CZ: Cseh Köztársaság, DE: Németország, HR: Horvátország, IT: Olaszország, HU: Magyarország, PL: Lengyelország, RO: Románia, SI: Szlovénia, SK: Szlovákia, UA: Ukrajna.

3. ÁBRA • A regionális piac földrajzi szerkezete

A kapacitáskorlátos áramszállítási modellünket tovább „bonyolítják” az áramlásra vonatkozó fizikai törvények: Kirchhoff csomóponti és huroktörvénye. Az előbbit viszonylag intuitív módon értelmezzük gazdasági szempontból modellünkben is: adott csomópontba befolyó (termelés + import) és onnan elfolyó (fogyasztás + export) áramok összege megegyezik. A huroktörvény viszont nem áll összhangban az áruszállításról alkotott általános képpel: az áramra ugyanis nem érvényes a szabad útvonalválasztás!

Egy párhuzamos kapcsolásokkal rendelkező hálózatban az áram két csomópont között az összes lehetséges útvonalat igénybe véve folyik. Az egyes hálózati összeköttetéseken megjelenő áramlások nagysága továbbá (megközelítőleg) fordított arányban oszlik el az útvonal ellenállásával.

Példaképpen vegyünk egy Magyarországról Ausztriába irányuló 100 megawattos áramszállítási ügyletet! Ha figyelembe akarjuk venni ennek tényleges fizikai hatását

az egyes határkeresztesző vezetésekre, úgy azt kapjuk, hogy a határon Magyarországról Ausztriába a 100 megawattnak mindössze egyharmada folyik át, a többi pedig párhuzamos útvonalakon halad Ausztria felé Szlovákián, Csehországon, Horvátországon és Szlovénián keresztül – de a térképre pillantva azt is látjuk, hogy a tranzakciónak kihatása van a lengyel–német, vagy éppen a svájci–olasz határra is, természetesen a távolsággal egyre csökkenő mértékben.

Két hálózati csomópont közötti áramszállítás hatását az egyes vezetésekre a gyakorlatban a rendszerirányítók által rutinszerűen számított úgynevezett PTDF-mátrixok írják le.⁶ A jelenleg érvényben lévő európai határkeresztesző kapacitáselosztási mechanizmusok egyelőre még nem veszik figyelembe a nem közvetlen (hurak-) áramok hatását, ami azzal a hátrányos következménnyel jár, hogy bilaterális áramszállítási megállapodások negatív externális hatásokat generálnak a nem közvetlen összeköttetést biztosító vezetéseken. (Csökkentik a máshol igénybe vehető kapacitást, ám ezért nem fizetnek.)

A jelenlegi kontinentális kapacitáselosztási mechanizmusok (bilaterális vagy koordinált aukciók) az externáliák által okozott gondokat úgy „oldják meg”, hogy a ténylegesen rendelkezésre álló határkeresztesző kapacitások mértékét a várható hurakáramok nagyságával lecsökkentik. Ezzel kezelhető a rendszerbiztonság kérdése, viszont az externális hatások által okozott alapvető jóléti veszteség nem szűnik meg.

Szorosabban integrált rendszerekben explicit módon figyelembe veszik a hurakáramok hatását a kapacitásallokáció során, és ennek érdekében úgynevezett csomóponti árazást (*nodal pricing*) alkalmaznak.⁷ Modellünkben – a stratégiai viselkedés egyszerűsítésének érdekében – mi is ilyen hatékony kapacitásallokációs mechanizmust vázolunk fel, ugyanakkor tudatában vagyunk annak, hogy ez a vizsgált régióra jelenleg nem számít valószínű feltevésnek. Ami azt illeti, a szorosabb regionális integráció jelenthetne a mostaniról egy hatékonyabb kapacitáselosztási rendszerre való áttérést is. Ennek a lépésnek az értékelésére azonban modellünk nem alkalmas.

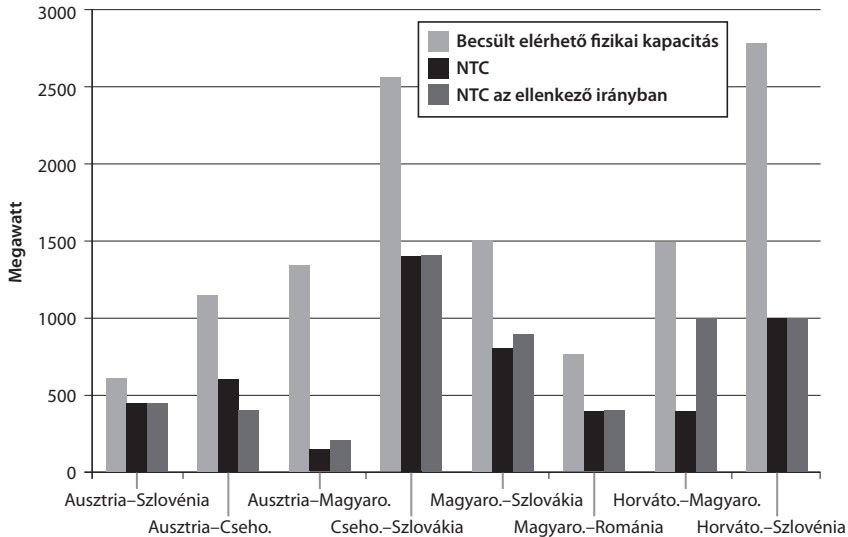
A figyelembe vett határkeresztesző kapacitások nagyságát a 4. ábra mutatja. Kiindulásképpen feltételezhetjük azt, hogy a bilaterális kapacitáselosztási rendszerből ismert úgynevezett NTC- (nettó átviteli kapacitás) értékek⁸ szabják meg a két csomópont (ország) között szállítható áram mennyiségét. Tekintve, hogy a modellben csomóponti árazást alkalmazunk, ez egy meglehetősen óvatos becslés. Éppen ezért bemutatunk egy „integrációs” forgatókönyvet is, ahol a régió kívüli országokból

⁶ A PTDF a *Power Transfer Distribution Factor* angol kifejezés (teljesítményszállítási eloszlási tényező) rövidítése. Azt mutatja meg, hogy két adott szabályozási terület közötti egységnyi teljesítményű villamos energia szállítása milyen irányú és nagyságú fizikai áramlásokat generál a két területet közvetlenül és közvetetten összekötő vezetéseken.

⁷ Lásd például az Egyesült Államok keleti partvidékén működő PJM piacát (www.pjm.com).

⁸ Az NTC a *Net Transfer Capacity* (nettó átviteli kapacitás: két szomszédos szabályozási zóna között megengedhető legnagyobb teljesítménycsere) angol kifejezés rövidítése.

származó átlagos hurokáramok hatását (és egy 20 százalékos biztonsági tartalékot) levonjuk a fizikailag rendelkezésre álló hálózati kapacitásból, és így határozzuk meg a kihasználható határkeresztező kapacitások nagyságát.⁹



Forrás: UCTE, ETSO, saját számítások.

4. ÁBRA • A régiós csomóponti árazás mellett kihasználható becsült hálózati kapacitás és a jelenlegi nettó átviteli kapacitás (NTC) értékei

Mint látható, az általunk (egyszerűsített hálózati modell alapján) becsült rendelkezésre álló kapacitások minden esetben meghaladják a bilaterális kereskedelem számára ténylegesen közzétett NTC-értékeket. Az átlagos különbség mintegy kétszeres.

Vállalati viselkedés

A modellfuttatások során két alapvető viselkedési mintát fogunk megkülönböztetni az áramtermelő vállalatok (tulajdonosai) részéről. Az egyszerűbb feltevés az ár-elfogadó magatartás. Mindegyik erőmű úgy véli, hogy termelési döntéseinek nincs kihatása sem a piaci árakra, sem a határkeresztező kapacitások kihasználtságára (és így azok áraira sem). Ebből következően a vállalatok mindaddig növelik áramter-

⁹ Érdemes szem előtt tartani, hogy ez a számítási módszer elhanyagolja az *országokon belüli* áramlások hatását a határkeresztező vezetésekre.

melésüket, ameddig a helyi piaci ár meghaladja a határköltségeiket (természetesen az adott termelési kapacitáskorlátokon belül maradván).

A közgazdaságtan első jóléti tétele szerint ekkor a tökéletes verseny piaci kimenetele hatékony allokációhoz vezet: a verseny maximalizálja a regionális piacon elérhető teljes jólétet az adott korlátozó feltételek (termelési, illetve átviteli korlátok) mellett. Természetesen, amennyiben lazítunk ezeken a korlátokon – például szorosabb integrációt, azaz magasabb határkeresztező kapacitásokat feltételezve –, a kialakuló új egyensúlyban magasabb jóléti szintet érhetünk el az eredetnél.

A második lehetséges feltevés az, hogy azok a vállalatok, amelyeknek jelentősek a termelői kapacitásai, felismerik saját kibocsátási döntéseik hatását a piaci árak alakulására. Szélsőséges esetben tökéletesen ismerhetik is a keresleti görbéket, valamint az árelfogadó vállalati szektor (a „versenyző szegély”) és a stratégiai versenytársak reagálását. A modell megoldásához az úgynevezett Cournot-feltevéseket fogjuk alkalmazni, vagyis a stratégiai méretű vállalatok saját kibocsátási döntéseik meghozatalakor azt feltételezik, hogy a többi stratégiai szemléletű vállalat nem reagál a versenytársak kibocsátásváltozásaira, a versenyző szegély viszont tökéletesen árelfogadó módon alkalmazkodik a kialakuló piaci árhoz. Ezen túlmenően a stratégiai vállalatoknak arról is kell valamilyen elképzeléssel rendelkezniük, hogy mely határkeresztező metszékeken alakul majd ki torlódás. Egyensúly ott alakul ki, ahol mindezek a feltevések utólag is összhangban lesznek a cégek előzetes elképzelések alapján hozott termelési döntéseivel.¹⁰

A *stratégiai szereplők körének* meghatározása természetesen némi döntési szabadságot hagy a modellezési munka során. Számos variáció vizsgálata után amellet döntöttünk, hogy olyan (nem állami tulajdonban levő) vállalatokat sorolunk ide, amelyek stratégiai termelőkapacitásai regionálisan és országosan is jelentős méretűek,¹¹ de az egész szektort nem fedik le. Három ilyen céget azonosítottunk be: a CEZ-t (Csehország), az SE-t (Szlovákia) és a Verbundot (Ausztria). A stratégiai szereplők körének bővítése a regionálisan kisméretűnek számító (de Magyarországon jelentősnek mondható) MVM-mel, AES-Tisza Erőmű Kft.-vel, Electrabel Magyarország Kft.-vel vagy RWE Energy Hungária Kft.-vel nem befolyásolja érdemben az eredményeinket. A román, szlovén és horvát termelőkapacitások a modellezés idején

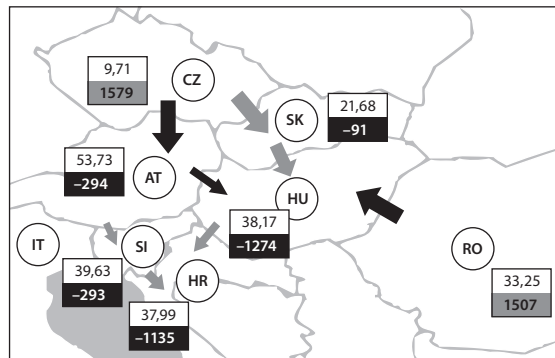
¹⁰ A modell részletes, formalizált leírását és az alkalmazott megoldási koncepciót lásd *Barquín-Vázquez* [2005] munkájában. Az árampiaci verseny stratégiai modellezéséről számos tanulmány született, amelyek többnyire a feltételezett piaci mechanizmusokban, a stratégiai játékok típusában, a villamosenergia-áramlás fizikai jellemzőihez való ragaszkodás mértékében, illetve az egyensúlyszámítási módszereikben térnek el egymástól (lásd például *Cardell és szerzőtársai* [1997], *Smeers* [1997], *Wei-Smeers* [1999], *Hobbs és szerzőtársai* [2000], *Joskow-Tirole* [2000], *Day és szerzőtársai* [2002], illetve *Metzler és szerzőtársai* [2003]). Az árampiaci stratégiai versenyt modellező munkákról kiváló áttekintést nyújt *Neuhoff és szerzőtársai* [2005] és *Ventosa és szerzőtársai* [2005].

¹¹ Az atomerőműveket nem számítottuk a stratégiai szempontok alapján szabadon használható (azaz tetszőlegesen szabályozható) termelőkapacitások közé.

pedig olyan mértékben voltak (és részben továbbra is vannak) állami tulajdonban, amely indokoltabbá teszi az árelfogadó (alternatív értelmezésben: optimálisan szabályozott) piaci magatartás feltételezését, mintsem a tiszta profitmaximalizálást.

EREDMÉNYEK TÖKÉLETES VERSENY ESETÉN

A modell és az inputadatok bemutatása után térjünk át az eredmények ismertetésére! A tiszta versennyel és mérsékelt regionális integrációval jellemzett forgatókönyv fő eredményeit az 5. ábra foglalja össze.



AT: Ausztria, CZ: Csehország, HR: Horvátország, HU: Magyarország, IT: Olaszország, RO: Románia, SI: Szlovénia, SK: Szlovákia.

5. ÁBRA • Versenyző piac, mérsékelt integráció

(határkeresztesző kapacitás = NTC-érték)

Minden országot az ábrán két értékkel jellemzünk. A felső téglalapban az egyensúlyban kialakuló belföldi áramár (euró/megawattórában) látható, míg az alsóban az ország nettóexport-pozíciója. A nettó exportőröknél pozitív érték látható (megawattórában) szürke háttérrel, míg az importőröknél negatív érték fekete háttér előtt.

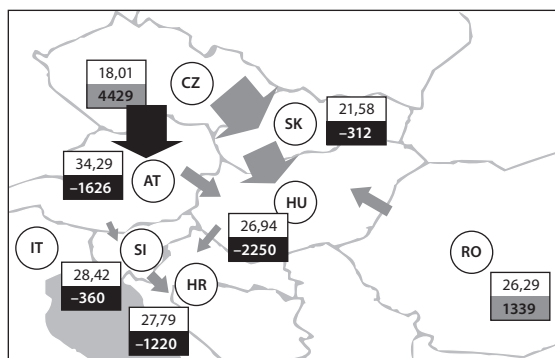
A regionális villamosenergia-áramlások irányát és erősségét a határokon levő nyilak jelzik (a nyilak vastagsága arányos az átfolyó teljesítmény nagyságával). A nyilak tónusa azt is jelzi, hogy az adott határkeresztesző metszéken tapasztalható-e torlódás (vagyis effektív korlátot jelent-e a metszék kapacitása a további kereskedelem előtt): fekete színnel jelöltük a 100 százaléig kihasznált vezetéket, szürkével pedig a részben foglaltat.

Az ábrán bemutatott eredményekkel kapcsolatban a következő megfigyeléseket tehetjük. Az egyes országokban tapasztalható egyensúlyi árak jelentősen eltérnek egymástól, ami három határkeresztesző metszéken (Csehországból Ausztriába, Ausztriából Magyarországra, Romániából Magyarországra) is fennálló komoly

torlódás eredménye. A legalacsonyabb árak Csehországban alakulnak ki, amelyet Szlovákia és Románia követ. A következő ártartományt az egymáshoz viszonylag közel lévő magyar, horvát és szlovén árak alkotják. Az Ausztriában tapasztalható igen magas ár valószínűleg két hatás kombinációjaként alakult ki: egyrészt a Csehország felől fennálló szűkös importlehetőségek, másfelől pedig a tározós erőművek teljesítményének átlagos kihasználtsági szintre való korlátozása miatt. (Kevésbé óvatos feltevések mellett valószínűleg csúcsidőszakban az átlagosnál lényegesen magasabb kihasználtsági fokot engednék meg a tározós erőművekre, ami Ausztria esetében jelentős olcsó többletkapacitáshoz – és csökkenő árakhoz – vezetne.)

Csak Csehország és Románia nettó exportőr, míg a legsúlyosabb deficit Horvátországban és Magyarországon jelentkezik.

A 6. ábrán bemutatjuk, hogy mi történik a tökéletes versenyzői feltevések mellett működő modellben, ha megvalósul a szorosabb regionális integráció a határkeresztező kapacitások növelésével (a kapacitásnövekedés mértékéhez lásd a 4. ábrát).



AT: Ausztria, CZ: Csehország, HR: Horvátország, HU: Magyarország, IT: Olaszország, RO: Románia, SI: Szlovénia, SK: Szlovákia.

6. ÁBRA • Versenyzői piac, szoros integráció

(határkeresztező kapacitás = becsült rendelkezésre álló fizikai kapacitás)

A legszembevetőbb különbség az 5. és a 6. ábra között a cseh exportpozícióban figyelhető meg mind Ausztria, mind Magyarország irányában. Románia nettóexportőr-helyezete némiképp visszaesett, de továbbra is erősen pozitív. Ausztria és Magyarország importfüggősége is jelentősen növekedett, míg a többi ország export-import egyenlege épphogy csak romlott.

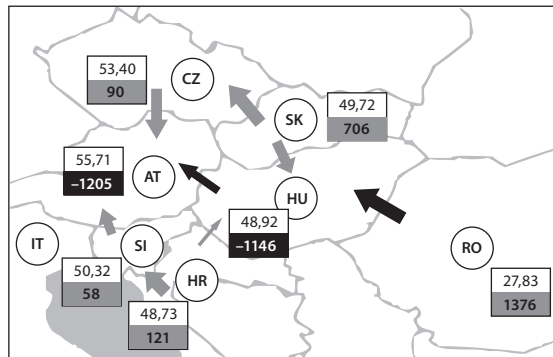
Az egyensúlyi árakban is nyilvánvaló módon megmutatkozik a szorosabb piaci integráció hatása: jelentős árkonvergencia következett be. Csehország esetében ez a belföldi áramár duplájára növekedését jelentette, de még így is a cseh piac számít a legolcsóbbnak a régióban. Őt követi Szlovákia, majd Románia, Magyarország,

Horvátország és Szlovénia. Az áramár továbbra is Ausztriában a legmagasabb, arányosan viszont itt következett be a legjelentősebb árcsökkenés.

Ennek megfelelően Csehország és Ausztria között a torlódás nem szűnt meg, viszont Ausztriából Magyarországra, illetve Romániából Magyarországra már nem beszélhetünk szűkös határkeresztező kapacitásokról.

A PIACI ERŐFÖLÉNY HATÁSA A RÉGIÓBAN

A stratégiai viselkedés mögöttes feltevéseit és hatásmechanizmusát korábban már ismertettük, most csupán a modellezési eredmények bemutatására és értelmezésére szorítkozunk. A 7. ábrán a piaci erőfölény stratégiai kiaknázásából származó piaci kimeneteket láthatjuk mérsékelt regionális integráció mellett.



AT: Ausztria, CZ: Csehország, HR: Horvátország, HU: Magyarország, IT: Olaszország, RO: Románia, SI: Szlovénia, SK: Szlovákia.

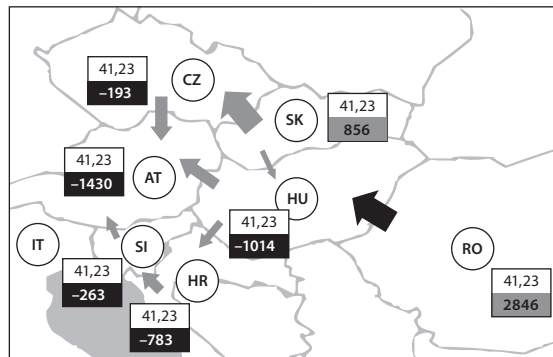
7. ÁBRA • Oligopolpiac, mérsékelt integráció
(határkeresztező kapacitás = NTC-érték)

Érdeemes összevetni az 5. és a 7. ábrát a piaci erőfölény hatásának megértéséhez. A nettó export helyzetét vizsgálva, a legszembetűnőbb különbség Csehország regionális exporttevékenységének visszafogásában mutatkozik meg. A numerikus eredmények alapján a CEZ mint oligopolvállalat majdnem 3400 megawattal (44 százalékkal) csökkentette kibocsátását, amit csak kis részben pótol a cseh versenyzői szegély termelésének 525 megawattos (14 százalékos) növekedése. Szintén jelentős kapacitás-visszafogást hajtott végre a Verbund (–1,019 megawatt) és az SE (–809 megawatt) is. Ennek eredményeképpen (a versenyző vállalatokkal benépesített Romániát kivéve) az egész régióban egységesen magasra szöktek az árak.

Néhány ország (különösképpen Horvátország és Szlovénia) nettó importórból nettó exportórrá változott. Az áramszállítások célállomása nagyrészt továbbra is

Magyarország és Ausztria, de a legfontosabb forrás már nem Csehország. Ennek következtében sok határkeresztezõ metszéken az áramlás iránya is megfordult. Csehországból Ausztriába megszűnt a torlódás, az osztrák–magyar határ pedig ellenkező irányban (Ausztria felé) vált szűkös keresztmetszetté. Mivel a román termelõkrõl árelfogadást feltételezünk, ezért az ország most is jelentõs nettó exportõr, aminek hatására a román → magyar metszéken nem csökken a forgalom.

Vizsgáljuk meg végül a szorosabb regionális integráció hatását a piaci erõfölényes helyzet egyensúlyi kimenetelére (8. ábra)!



AT: Ausztria, CZ: Csehország, HR: Horvátország, HU: Magyarország, IT: Olaszország,
RO: Románia, SI: Szlovénia, SK: Szlovákia.

8. ÁBRA • Oligopolpiac, szoros integráció

(határkeresztezõ kapacitás = becsült rendelkezésre álló fizikai kapacitás)

A versenyzõi alaphelyzet integrációs forgatókönyvéhez viszonyítva (6. ábra) a következõ megállapításokat tehetjük.

- A termelõi kapacitások visszatartása csökkentette a régiõn belüli áramkereskedelmet és ezzel együtt a határkeresztezõ kapacitások iránti igényt is. Minden torlódás megszűnt (bár a román–magyar metszék továbbra is majdnem 100 százalékos kihasználtsággal mûködik).
- Ennek eredményeképpen az árak 41,23 euró/megawattórához konvergáltak az egész régiõban, ami sokkal magasabb, mint a tökéletes versenyzõi piacon szoros integráció mellett kialakuló piaci árak bármelyike.
- Szlovákia átvette Csehországtól a fõ exportõr szerepét a régiõ nyugati felében. Románia majdnem kétszer annyi áramot exportál, mint a versenyzõi esetben.
- A piaci erõfölénnyel kihasználásának eredményeképpen az átlagos regionális árszínvonal szoros integráció mellett is magasabb, mint az integráció nélküli árelfogadó viselkedés mellett (5. ábra).

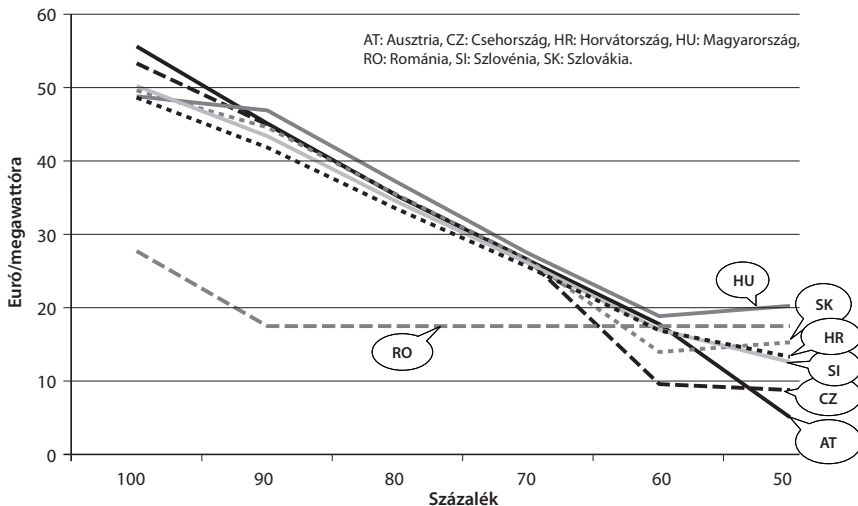
Végül vizsgáljuk meg a regionális piaci integráció piaci erőfölényre gyakorolt hatását (7. és 8. ábra)!

- Romániát kivéve, az árak minden országban átlagosan mintegy 20 százalékkal csökkentek az integráció után.
- Az áramlások iránya változatlan maradt.
- Csehország, Horvátország és Szlovénia nettó exportőrökből nettó importőrökké váltak. Ausztria export-import egyenlege enyhén romlott, míg Magyarországé és Szlovákiáé javult.
- A „hiányzó” energiát az árelfogadó romániai termelők biztosítják, ami a helyi ár-szintet felhúzza a regionális árak mellé.

ÉRZÉKENYSÉGVIZSGÁLAT

Modellünk inputadatai közül – a strukturális feltevéseket nem tekintve – a keresleti függvényre vonatkozó információk a leginkább *ad hoc* jellegűek. Éppen ezért mind a kereslet szintjét, mind annak ár rugalmasságát illetően megvizsgáltunk néhány további forgatókönyvet is.

Az eredményeket tekintve, a versenyzői és a stratégiai viselkedés melletti keresletváltozások minőségi jellemzői hasonlítanak egymásra. Éppen ezért csak az oligopolpiaci szerkezetre vonatkozó eredményeket ismertetjük.



9. ÁBRA • A csúcsidei kereslethez (100 százalék) viszonyított keresletcsökkenés hatása az egyensúlyi árakra oligopoljellegű piacszerkezet és mérsékelt integráció esetén

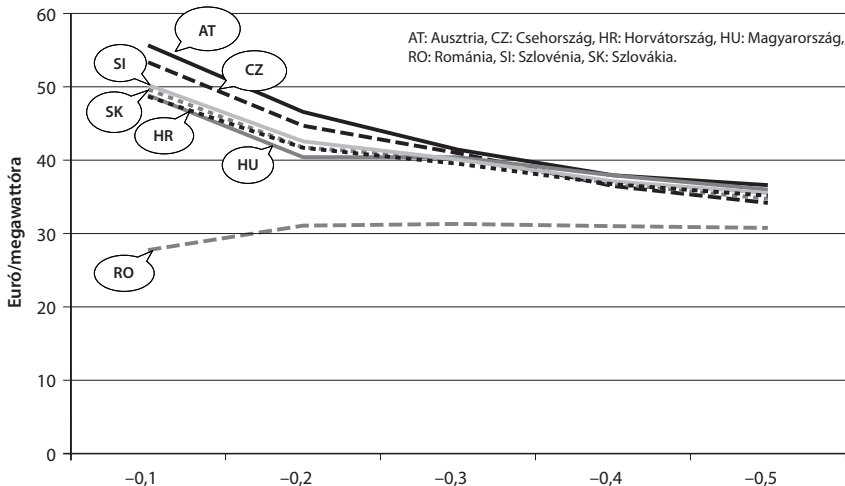
A 9. ábrán láthatjuk, hogy mi történik abban az esetben, ha a regionális piacokon feltételezett keresleti függvényeket különböző mértékben „beljebb húzzuk”. Az egyes eseteket (10–50 százalékos keresletcsökkenés) kétféleképpen is értelmezhetjük.

Ismeretes, hogy a villamos energia iránti kereslet napszaktól függően, heti szinten, illetve szezonálisan is (ciklikusan) ingadozik. A kereslet szintjének változtatásával az első értelmezés szerint azt vizsgáljuk, hogy eredményeink mennyire érzékenyek a kereslet normális ingadozására. (A csúcs- és völgyidőszaki fogyasztás aránya a valóságban is könnyen elérheti a 2:1 rátát.)

A második értelmezés szerint a keresletváltozásra való érzékenység az egyik strukturális feltevésünket is érinti: méghozzá a régió zártságát a kívülről (például Lengyelországból vagy Ukrajnából) érkező olcsó és versenyzői importtal szemben. Amennyiben érkezik olcsó és árelfogadó importáram a régió határain kívülről, úgy a reziduális kereslet csökkenésére számíthatunk. Az importkapacitásokat figyelembe véve azonban ez a keresletcsökkenés legfeljebb 10-20 százalékos mértéket ölthet.

Bármelyik értelmezést is választjuk, látható, hogy a keresletcsökkenés a várt módon az egyensúlyi árak folyamatos csökkenéséhez vezet. Az árcsökkenés mértéke jelentős (akár felére is eshetnek a piaci árak), azonban összhangban áll az áramtözsdéken általában megfigyelhető csúcs- és völgyidőszaki árkülönbségekkel.

A 10. ábrán a keresletrugalmasság növekedésének hatását mutatjuk be az egyensúlyi árakra. Itt szintén beigazolódnak a közgazdasági elmélet által sugallt várakozásaink: nagyobb keresletrugalmasság esetén a stratégiai vállalatok árfelhajtó ké-



10. ÁBRA • A keresletrugalmasság növekedésének hatása az egyensúlyi árakra oligopoljellegű piacszerkezet és mérsékelt integráció esetén

pessége (piaci erőfölénye) mérséklődik, hiszen a cégek az ár növekedésével a korábbiánál hevesebb kereslet-visszaesésre számíthatnak, ami csökkenti az árnövelés jövedelmezőségét. Az ábrán ugyanakkor azt is láthatjuk, hogy a keresletrugalmasságban bekövetkező komoly változások sem hatnak akkora mérséklő erővel az árakra, mint a napi szintű fogyasztásingadozás.

ÖSSZEFOGLALÁS

Láthattuk tehát, hogy a modellezett regionális piaci környezetben a nagy áramtermelő vállalatok jelentős piaci erőfölénnyel rendelkeznek, ami az egész régióban a versenyzői szint fölé emeli a piaci árakat. A jelenlegi NTC-értékeket használva határkeresztező kapacitásként, a piaci árrés 2 euró/megawattórától (Ausztria) 44 euró/megawattóráig (Csehország) terjed, jellemző értéke 12–14 euró/megawattóra körül alakul. A modell nagykereskedelmi árainak arányában az árrés átlagosan 25–40 százalék között mozog.

Ezzel egyidejűleg két határkeresztező metszék iránt igen erős túlkereslet mutatkozik. A román → magyar, illetve a magyar → osztrák metszéken tapasztalt torlódás a régió keleti végéből érkező, versenyképes kínálat hatását tükrözi, amely a nyugati oldalon történő kapacitás-visszatartás miatt kialakult túlkeresletet igyekszik kielégíteni.

Megállapíthatjuk azt is, hogy a modellezett szorosabb regionális integráció valóban csökkenti a nagy piaci erejű vállalatok árfelhajtó képességét. Ennek elsődleges forrása szintén a Romániából érkező versenyző kínálat beengedése a nyugati piacokra. Az eredmény természetesen nem független attól a (modellünkben exogén) feltevéstől, mely szerint a román villamosenergia-szektor vállalatai árelfogadó módon viselkednek a piacon.

A másik oldalról viszont azt is fel kell ismernünk, hogy a nagy regionális áramtermelő cégeknek még egy tökéletesen integrált piacon is jelentős az erőfölényük. (A 8. ábra a lehetséges legnagyobb integráltságot tükrözi, hiszen a régióban egyetlen határon sincs torlódás, és minden piacon ugyanaz az ár érvényesül.) Még a keletről érkező versenyzői kínálat figyelembevételével is azt kapjuk, hogy a rövid távú egyensúlyi árak az integrált versenyzői forgatókönyv áraihoz képest is másfél-kétszeres szintre állnak be.

A modellezésből levonható helyes következtetés tehát az, hogy a szorosabb regionális integráció várhatóan csökkenti ugyan a domináns szereplők piaci erőfölényét *egy szegmentáltabb piaci struktúrához képest*, de messze nem elegendő lépés ahhoz, hogy a piaci versenyből származó potenciális jóléti nyereség realizálható legyen. (A stratégiai szereplők árrése például alig csökken az integráció hatására.)

Főbb következtetéseink mellett szem előtt kell tartanunk az ezek levezetéséhez szükséges kiinduló feltevéseket és az azokban rejlő korlátozásokat is. Ezek közül

érdemes kiemelni a modell statikus természetét, az alkalmazott kapacitásallokációs mechanizmus idealizált természetét, a vizsgált régió határainak bizonyos fokú esetlegességét és a régió izoláltságát, illetve az állami irányítás alatt álló piaci szereplők motivációira vonatkozó optimista feltételezéseket. Modellezési eredményeink gyakorlati jelentőségének vizsgálatát e korlátozó egyszerűsítések fellazításával érdemes folytatni.

IRODALOM

- BARQUÍN, J.–VÁZQUEZ, M. [2005]: Cournot equilibrium in power networks. *Mimeo*, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Madrid (<http://www.iit.upcomillas.es/docs/IIT-05-007A.pdf>).
- CARDELL, J.–HITT, C. C.–HOGAN, W. W. [1997]: Market power and strategic interaction in electricity networks. *Resource and Energy Economics*, Vol. 19 No. 1–2. pp. 109–137.
- DAY, C. J.–HOBBS, B. F.–PANG, J.-S. [2002]: Oligopolistic competition in power networks: a conjectured supply function approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17. No. 3. pp. 597–607.
- HOBBS, B. F.–METZLER, C.–PANG, J.-S. [2000]: Calculating equilibria in imperfectly competitive power markets: an MPEC approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15. No. 2. pp. 638–645.
- JOSKOW, P.–TIROLE, J. [2000]: Transmission rights and market power on electric power networks. *RAND Journal of Economics*, Vol. 31. No. 3. pp. 450–487.
- KISS ANDRÁS–BARQUÍN, J.–VÁZQUEZ, M. [2006]: Can closer integration mitigate market power? – A numerical modeling exercise. In: *Towards More Integration of Central and Eastern European Energy Markets*, Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont, Budapest (http://rekk.uni-corvinus.hu/c3em/pdf/modeling_study.pdf).
- METZLER, C.–HOBBS, B. F.–PANG, J. S. [2003]: Nash–Cournot equilibria in power markets on a linearized DC network with arbitrage: formulations and properties, *Networks and Spatial Economics*, Vol. 3. No. 2. pp. 123–150.
- NEUHOFF, K.–BARQUÍN, J.–BOOTS, M. G.–EHRENMANN, A.–HOBBS, B. F.–RIJKERS, F. A. M.–VÁZQUEZ, M. [2005]: Network-constrained Cournot models of liberalized electricity markets: the devil is in the details. *Energy Economics*, 27. pp. 495–525.
- SMEERS, Y. [1997]: Computable equilibrium models and the restructuring of the European electricity and gas markets. *Energy Journal*, Vol. 18. No. 4. pp. 1–31.
- VENTOSA, M.–BAÍLLO, Á.–RAMOS, A.–RIVIER, M. [2005]: Electricity markets modeling trends. *Energy Policy*, Vol. 33. No. 7. pp. 897–913.
- WEI, J.-Y.–SMEERS, Y. [1999]: Spatial oligopolistic electricity models with Cournot generators and regulated transmission prices. *Operations Research*, Vol. 47. No. 1. pp. 102–112.