

• *Kaderják Péter–Kiss András–Paizs László–Selei Adrienn–
Szolnoki Pálma–Tóth Borbála* •

INFRASTRUKTURÁLIS FEJLESZTÉSEK SZEREPE A GÁZPIACI INTEGRÁCIÓBAN Elemzések a Duna-régió gázpiaci modellel

Tanulmányunkban a gázinfrastruktúra-beruházások jóléti és ellátásbiztonsági hatásait elemezzük egy többországos szimulációs modellel, a Duna-régió gázpiaci modellel. Ez a modell figyelembe veszi egyfelől a fizikai-szállítási korlátokat, másfelől a hosszú távú, úgynevezett „vedd át, vagy fizess” szerződések jelentette korlátokat is. A tanulmányban egyedi projekteket, projektsomagokat (mint például az észak-déli gázfolyosó) és nemzetközi nagynyomásúvezeték-projekteket (mint a Nabucco West) értékelünk tovagyűrűző árhatásaik és a regionális költségkonvergencia indexe alapján. Megmutatjuk, hogy a modell az új európai infrastruktúra-csomag keretében létrehozandó, közös érdekű gázinfrastruktúra-projektek kiválasztását támogató költség-haszon elemzési vizsgálatokban is hasznos eszközként szolgálhat.

BEVEZETÉS

Az új EU-tagállamok és a tágabban vett közép- és délkelet-európai térség országai (a továbbiakban: a Duna-régió¹) speciális gázpiaci problémákkal küzdenek. Ezek közül a legsúlyosabb az országok közötti fizikai összeköttetések gyengesége, ami akadályozza a gázimport olyan szintű diverzifikációját, ami a régi EU-tagállamok gázpiacait jellemzi.² Az összeköttetések hiánya szűkíti a piaci integráció és az ellátásbiztonság regionális szintű erősítésének lehetőségeit is.

A 2009. januári gázválság óta az európai energiapolitika folyamatosan keresi a problémák kezelésének lehetőségeit, figyelmet fordítva az Európai Energiaközösséghez tartozó nem EU-tagországok helyzetére is. E törekvéseket jelzi a földgáz-ellátás biztonságára vonatkozó 994/2010/EU rendelet és az új európai infrastruktúra-

¹ A Duna-régióhoz a következő 14 ország tartozik: Ausztria (AT), Bosznia-Hercegovina (BA), Bulgária (BG), Horvátország (HR), a Cseh Köztársaság (CZ), Németország (D), Magyarország (HU), Moldávia (MD), Montenegró (MNE), Románia (RO), Szerbia (RS), Szlovákia (SK), Szlovénia (SI) és Ukrajna (UA).

² A Duna-régió orosz gázimportfüggőségének ár- és ellátásbiztonsági, valamint politikai kockázatairól átfogó elemzés nyújt *Kaderják [2011a]* és [2011b].

csomag³ elnevezésű szabályozási kezdeményezés. Az utóbbi javaslat közösségi szintű támogatást kíván nyújtani az európai energiarendszerek fizikai összekapcsolását és piaci integrációját elősegítő infrastruktúra-programoknak. Az új európai infrastruktúra-csomag kiemelt fontosságú energiafolyosókat azonosít, ami a gáz esetében magában foglalja a balti-, a fekete-, az adriai- és égei-tengeri térségek összekapcsolását, valamint az észak–dél irányú összeköttetés megteremtését Közép-, Kelet- és Délkelet-Európában. Az Európai Bizottság 2011-ben egy magas szintű bizottságot⁴ hozott létre azzal a mandátummal, hogy 2011 végére dolgozza ki a gáz, a villamos energia és az olaj területén létrehozandó hálózati összeköttetések megteremtésének cselekvési tervét. (A Bizottság 2011 decemberében publikálta az akciótervet. Ez a munka az Európai Energiaközösség országai számára felállított hasonló mandátumú bizottság szintjén 2012-ben is folytatódott.)

Végül, 2011 októberében az EU elfogadta az Európai Unió *Duna-régió stratégiáját*, amely számos területen – köztük az energiapolitikában – a kooperáció erősítését irányozza elő a Duna-régió országai számára. A stratégia cselekvési terve [Com (2010) 715 és SEC (2010) 1489] kimondja, hogy a biztonságos és hatékony földgázpiac kialakításához a Duna-régió országaiiban:

- ♦ „... a nemzeti piacok közötti összeköttetések fejlesztése és az új külső forrásokhoz való hozzáférés megteremtése szükséges. A gázátviteli infrastruktúra megerősítésének a jövőben kulcsszerepe lesz az ellátási zavarok megelőzésében. Az energiabiztonság, a diverzifikáció és a hatékony üzemeltetés egyaránt jól működő hálózatokat, interkonnektorokat és együttműködési képességet kíván meg” (EC [2011] 18. o.)

Miközben egyetértés mutatkozik abban, hogy a piacintegráció és ellátásbiztonság előmozdításának a gázinfrastruktúra fejlesztése jelenti a kulcsát, ez idáig nem áll rendelkezésre egy olyan szilárd módszertan, amely alkalmas lenne a javasolt projektek, projektcsomagok piacintegrációra, ellátásbiztonságra, versenyre és fenntarthatóságra gyakorolt hatásainak mérésére. Jóllehet a napirenden lévő javaslat a teljes energiarendszerre kiterjedő költség–haszon elemzés alkalmazását írja elő a fejlesztési projektek értékelésére, egy ilyen módszertan kidolgozása egyelőre várta magára.

Az észak–déli energiafolyosó munkacsoport megbízásából a Kantor Management Consultants kifejlesztett egy módszert a regionális gázinfrastruktúra-projektek kiértékelésére, rangsorolására (Kantor [2012]). A módszer alapját egy fizikai áramlási

³ COM(2011) 658 (a továbbiakban: javasolt szabályozás), SEC(2011) 1233 és COM(2011) 665 rendelet.

⁴ Az észak–déli gázfolyosóért felelős bizottságot az Európai Bizottság elnöki, Bulgária, a Cseh Köztársaság, Magyarország, Lengyelország, Románia és Szlovákia tagként, Horvátország pedig megfigyelőként vesz részt a bizottság munkájában. Később Ausztria, Németország és Szlovénia is csatlakozott a bizottsághoz. A bizottság létrehozott egy földgáz munkacsoportot (GWG) is az érintett minisztériumok, szabályozó hatóságok és hálózatirányítók (TSOs) reprezentánsainak részvételével.

modell jelenti, amellyel a konzulens cég elsősorban a projektek ellátásbiztonsági hatásait vizsgálta. A javasolt modell gyengéje, hogy a gázpiaci folyamatok túlzottan leegyszerűsített megjelenítése miatt nem alkalmas az infrastrukturális beruházások piaci árra, társadalmi jólétre gyakorolt hatásainak számszerűsítésére.

Ebben a tanulmányban egy új megközelítést javasolunk a gázinfrastruktúra-beruházások regionális piaci környezetben történő értékelésére és rangsorolásra. Bemutatjuk a közép- és délkelet-európai országok gázpiaci folyamatainak elemzésére kidolgozott Duna-régió gázpiaci modellt (*Danube Region Gas Market Model, DRGMM*), és megmutatjuk, hogy a modell hogyan használható az infrastruktúra-projektek vagy -projektcsomagok piaci hatásainak becslésére, valamint az olyan vizsgálatokban, amelyek a projektek költség–haszon elemzésére vagy ellátásbiztonsági szempontú értékelésére irányulnak. Az általunk javasolt módszertan több téren is segíthetné a napirenden lévő új uniós infrastruktúra-szabályozás végrehajtását. Egyrészt, a szabályozás által előírt költség–haszon elemzési célú vizsgálatokban a modell alkalmas a haszonoldalon jelentkező hatások számszerűsítésére [lásd például a COM(2011) 658 12. cikkét]. Másrészt, mivel a modell alkalmas az új infrastruktúra-beruházások által eredményezett fogyasztói és termelői hasznok becslésére, olyan esetekben is hasznos döntéstámogatási eszközként szolgálhatna, amikor a nemzeti szabályozó hatóságok megegyezésképtelensége miatt a projekthez kapcsolódó költségek viselésének tagállamok közötti megosztását az Energiaszabályozók Együttműködési Ügynökségének (ACER) kellene elvégeznie [lásd a COM(2011) 658 13. cikk 6. pontját].

A tanulmányban elsőként a DRGMM modell szerkezetét és főbb jellemzőit ismertetjük. A tanulmány központi részében a modellel végzett piacelemzések, költség–haszon vizsgálatok és ellátásbiztonsági kockázatelemzések első eredményeit mutatjuk be. A záró részben a modell korlátait és a kutatás lehetséges jövőbeli irányait tárgyaljuk.

A DUNA-RÉGIÓ GÁZPIACI MODELL

A REKK által készített Duna-régió gázpiaci modell (DRGMM) a nemzetközi nagykereskedelmi gázpiac működését szimulálja a közép- és délkelet-európai régióban.⁵ Az 1. ábrán a modell földrajzi hatókörét láthatjuk. A modell 15, a térképen országgóddal jelzett ország gázpiacát szimulálja. Ezen országok gázpiaci viszonyairól – keresleti, kínálati és tárolói adottságairól – a modell részletes adatokat tartalmaz. A modellben a Duna-régióval határos országok gázpiacai, vagyis a német, az olasz, illetve – közvetetten – az orosz gázpiac mint „külső” piacok jelennek meg, amelyeken az árak meghatározása exogén módon történik.

⁵ A REKK regionális gázpiaci modelljének első leírása és alkalmazása megtalálható Kaderják [2011a] tanulmányában.



Országjelölések: AL – Albánia, AT – Ausztria, BA – Bosznia-Hercegovina, BG – Bulgária, CZ – Cseh Köztársaság, GR – Görögország, HR – Horvátország, HU – Magyarország, MD – Moldávia, MK – Macedónia, PL – Lengyelország, RO – Románia, RS – Szerbia, SK – Szlovákia, SI – Szlovénia.

Forrás: a tanulmányban használt térképek Daniel Dalet térképei alapján készültek, <http://d-maps.com/m/europemax/europemax09.svg>.

1. ÁBRA • A Duna-régió gázpiaci modell földrajzi hatóköre

A 15 közép- és délkelet-európai országra megadott inputadatok, valamint a fizikai infrastruktúra és a szerződéses adottságok jelentette korlátok figyelembevételével a modell kiszámolja a tökéletes versenyzői piac dinamikus egyensúlyát alkotó egyensúlyi árakat, termelési, fogyasztási, ki- és betárolási mennyiségeket és a szerződéses szállítások mennyiségeit.

A modellszámítások 12 egymást követő hónapra vonatkoznak oly módon, hogy a vizsgált egyéves időszak április hónappal kezdődik, és március hónappal végződik.⁶ A hónapok közötti dinamikus kapcsolatot a tárolási tevékenység és a hosszú távú *vedd át, vagy fizess (take or pay, TOP)* típusú szerződések szállítási korlátai teremtik

⁶ A modellezett év kezdő hónapja tetszőlegesen változtatható.

meg. (Ezek esetében a szállítható gáz mennyiségét éves és havi minimum- és maximumkorlátok is befolyásolják.)

A DRGMM a következő blokkokból áll: 1. helyi (nemzeti) gázkereslet, 2. helyi gázkínálat, 3. gázátolás, 4. külső piacok és importforrások, 5. határkeresztezõ rendszerösszekötõ (interkonnektor) hálózatokat (csõvezetékek), 6. *vedd át, vagy fizess* típusú szerzõdések és 7. azonnali (*spot*) kereskedés. A következõkben ezeket mutatjuk be.

A Duna-régió gázpiaci modell részei

1. Helyi gázkereslet • A *helyi kereslet* a helyi piaci ár és a helyi fogyasztás⁷ közötti kapcsolatot írja le. A modellben minden egyes helyi piacra – vagyis minden egyes modellezett országra – minden hónapban külön-külön keresleti függvényt határozzunk meg. A keresleti függvények meghatározása egy egyszerű eljárás szerint történik. A lineárisnak feltételezett keresleti függvényt egy horgonypont – múltbeli megfigyelésen alapuló fogyasztás–ár kombináció⁸ – és az energiapiacok empirikus modellezésével foglalkozó szakirodalomban használt ár rugalmassági mutatószám alapján identificaljuk.⁹

Mivel a gázfogyasztás negatívan reagál a gázárak emelkedésére, a lineáris gázkeresleti függvények a modellben csökkenõ meredekségûek. A helyi keresletre vonatkozó linearitási és ár rugalmassági feltevéseknek köszönhetően a modellnek mindig van megoldása, vagyis mindig létezik a helyi áraknak egy olyan kombinációja, amely az összes helyi piacon egyensúlyhoz vezet.¹⁰

2. Helyi termelõi kínálat • A helyi piaci ár és a helyi termelõk (gázmezõk) által ezen az áron piacra vitt gáz mennyisége közötti kapcsolatot írja le a *helyi termelõi kínálat*. A modellben azt feltételezzük, hogy a kitermelés határköltsége – amelyet euró/megawattórában fejezünk ki – minden termelõ esetében konstans. A helyi termelõk kínálatát a költségek mellett a kitermelés havi nagyságára vonatkozó minimum- és maximumkorlátokkal jellemezzük.¹¹ A modellben minden helyi piacra tetszõleges számú termelõegységet definiálhatunk. Több termelõ esetén a helyi piac kínálata

⁷ A modellben minden mennyiséget energiaegységben mérünk.

⁸ Adatok hiányában a horgonypont meghatározásakor is sok esetben kénytelenek voltunk becslésekre támaszkodni.

⁹ A földgáz- és villamosenergia-piacok modellezésével foglalkozó tanulmányok a kereslet becsléséhez általában $-0,1$ nagyságú ár rugalmasságot tételeznek fel. Jelen tanulmány is ezt a rugalmassági értéket használja.

¹⁰ Függetlenül attól, hogy mennyire kicsi kínálat van a piacon, mindig lesz elég magas ár ahhoz, hogy a kereslet a kínált mennyiség szintjére essen vissza.

¹¹ A kitermelési minimumok szintjeit akár nullára is állíthatjuk. Ha a minimumszinteket nagyon magasra állítjuk, akkor elõfordulhat, hogy az egyensúly csak negatív árak mellett valósulhat meg.

egy lépcsőzetesen emelkedő görbe lesz, ahol minden egyes „lépcsőfok” egy-egy termelőegység rövid távú határköltségét képviseli.

3. Gáztárolás • A földgáztárolók kiegyenlítő szerepet töltenek be a gyakorlatilag folyamatosan működő gázmezők és a fogyasztók szezonálisan erősen változó igényei között. Ennek megfelelően a gáztárolók a nyári (betárolási) időszakban tipikusan szűkítik, a téli (kitárolási) időszakban pedig tipikusan bővítik a földgáz kínálatot.

A modellben a tárolók kapacitását három értékkel jellemezzük: a tároló befogadóképességét jellemző mobilgáz-kapacitással és a be- és kitárolás maximális sebességét jellemző be- és kitárolási kapacitásokkal. A tárolás költségeit egy kételemű – a be- és kitárolás díjait tartalmazó – tarifával vesszük figyelembe. A modell nem tartalmaz kapacitáslekötési díjat, ezt a költségelemet a betárolási díjban vesszük figyelembe. A modellben a reálkamatlábbal diszkontáljuk a pénzáramlásokat, s ezáltal figyelembe vesszük a tárolt gázkészletekben lekötött tőke költségét.

A tárolóknál az év eleji nyitó- és az év végi zárókészleteket is specifikálni kell. A modellbe épített korlátok biztosítják, hogy a tárolókban lévő készlet év közben ne süllyedjen nulla alá, ne haladja meg a tároló mobilgáz-kapacitását, és hogy év végére egyenlő legyen az előre specifikált zárókészlet nagyságával.

4. Külső piacok és importforrások • A modellezett Duna-régió szomszédságában olyan országok helyezkednek el, amelyek piacméretük vagy forrásellátottságuk tekintetében a régió jelentős kereskedelmi partnereinek számítanak. E „külső” piacok és importforrások árait exogén módon (inputadatként) állapítjuk meg, ami azt az implicit feltevést hordozza, hogy e külső piacok/források árainak alakulása független a Duna-régió gázpiacán végbemenő folyamatoktól. A külső árakra vonatkozó feltevések természetesen jelentősen befolyásolják a szimulációk eredményeit, köztük a régió és a külső piacok közötti áramlások nagyságát és irányát.

5. Határkeresztező vezetékek • A modellben fontos szerepet játszanak a szomszédos, illetve a távolabbi országokat összekötő határkeresztező/tranzitvezetékek. A modellben a határkeresztező vezetéket egyirányú áramlást biztosító vezetékként definiáljuk. Ha egy adott relációban fordított irányú áramlást is biztosítani szeretnénk, akkor egy ellentétes irányú „másik” vezetéket is definiálunk.

A csővezetékeken szállítható gáz mennyisége a szállítási korlátok minimális és maximális értékeivel meghatározott tartományban mozoghat. A szállítás költségeit egy forgalomarányos díjban vesszük figyelembe.

A csak egyirányú gázvezetékekkel rendelkező relációkban a modell opcióként lehetővé teszi a fizikai áramlással ellentétes irányú (*backhaul*) virtuális szállítást. Az ellentétes irányú áramoltatás a szerződés szerinti gázszállítás volumenének csökkentésével valósul meg, ami eredményét tekintve egy ellentétes irányú kereskedelmi tranzakciónak felel meg.

6. Hosszú távú „vedd át, vagy fizess” szerződések • A nemzetközi gázkereskedelemben mind a mai napig kiemelt jelentősége van a hosszú távú gázeladási szerződéseknek, vagyis a *vedd át, vagy fizess (take or pay, TOP)* típusú szerződéseknek, amelyeket a következőképpen modellezünk.

Az ilyen típusú szerződések éves és havi minimális és maximális átvételi kötelezettségeket, havi átvételi árakat, illetve az elmaradt átvételt büntető díjakat tartalmaznak. Az éves minimális és maximális, valamint a havi maximális átvételi mennyiségek „szigorú” korlátok, vagyis ezeket a vevő, illetve a szállító nem sértheti meg. A vásárló ugyanakkor megteheti, hogy a szerződésben megállapított havi minimumnál kevesebb gázt vesz át, ám ekkor az elmaradt átvétel után azzal arányos büntetést fizet a szállítónak.

A szerződések szállítási útvonalát – a forrástól a célországig vezető határkeresztező csővezetékek halmazát – inputadatként kell megadni. A modell megengedi, hogy a szállítás előre meghatározott mennyiségi arányok szerint több, egymással párhuzamos útvonalon valósuljon meg.

7. Azonnali (spot) kereskedelem • A modellben az azonnali kereskedelem a helyi piacok közötti árkülönbségek kiegyenlítésére szolgál. Ha két nemzeti piac árai között a különbség nagyobb, mint a két piacot összekötő interkonktor használati díja, akkor szállítások indulnak az alacsonyabb árazású piacról a magasabb árazású piac irányába. A két piac közötti azonnali kereskedelem addig folytatódik, ameddig az árkülönbség le nem csökken a vezetékhasználati díj szintjére, vagy a csővezeték kapacitása ki nem merül.

Bármely csővezetéken a fizikai áramlás nagysága a rajta folyó szerződéses (hosszú távú) és azonnali szállítások összegével egyenlő. Ha a vezetéken engedélyezett az ellenirányú (*backhaul*) kereskedelem, akkor az azonnali szállítások akár a szerződéses szállítással ellentétes irányúak is lehetnek. Természetesen az ellentétes irányú virtuális szállítások volumene sohasem haladhatja meg a szerződéses szállítás volumenét.

Piaci egyensúly

A modell számítógépes algoritmusa beolvassa az inputadatokat, és kiszámolja a 15 nemzeti gázpiac szimultán egyensúlyát (beleértve a tárolói készletek változását és a külkereskedelmi áramlásokat) a fent bemutatott korlátok figyelembevételével.

A regionális gázpiaci egyensúly megvalósulásához az arbitrázsmentességi feltételnek a 15 ország és a 12 időszak közötti összes relációban érvényesülnie kell. Nézzük meg, mit jelent ez az egyes piaci szereplők: a fogyasztók, a termelők és a kereskedők szempontjából!

A fogyasztók a piaci ár alapján döntenek a gázfelhasználásról. Ezt a döntést teljes egészében a helyi keresleti függvény határozza meg a korábban ismertetett módon.

A helyi termelők a következőképpen határoznak a kitermelés szintjéről. Ha a földgáz eladási ára a helyi piacon meghaladja a kitermelés egységköltségét, akkor teljes kapacitáson üzemelnek. Ha az árak a költségek alá esnek, akkor a termelést minimális szintre (valószínűleg 0-ra) fogják vissza. Végül, ha a költségek és az árak éppen megegyeznek, akkor valahol a kitermelési minimum és maximum közötti tartományban termelnek úgy, hogy a kitermelés pontos nagyságát a helyi kereslet kielégítéséhez szükséges gáz mennyisége határozza meg.

A modellben a kereskedők döntési feladata a legkomplexebb. Először is, a kereskedők a helyi piac keresleti-kínálati viszonyai alapján döntenek a hosszú távú szerződéses szállítások havi átvételi menetrendjéről, figyelembe véve a szállítások korlátait (árak, hosszú távú „vedd át, vagy fizess” mennyiségek, büntetések).

Másodszor, a kereskedők a hónapok közötti áreltérések alapján igénybe veszik a tárolókat. Például, ha júliusban alacsony a gáz ára, akkor júliusban tárolási célból is vásárolnak gázt, tárolókba töltik, majd egy későbbi időpontban, amikor a gáz ára magasabb, a tárolt gázt kitárolják és értékesítik. A tárolók hasznosítása mindaddig folytatódik, ameddig van szabad betárolási, kitárolási és mobilgáz-kapacitás, és az időszakok közötti árkülönbség meghaladja a tárolással járó költségeket, beleértve a gázkészletezés finanszírozási költségeit is.¹²

Végül, a kereskedők azonnali kereskedést folytathatnak a helyi és a külső piacok [például Oroszország, Németország, Olaszország, Törökország és a cseppfolyósított földgáz (LNG) piaca] között is, amennyiben ezt az uralkodó árviszonyok indokolják és az infrastrukturális adottságok lehetővé teszik.

SZIMULÁCIÓS EREDMÉNYEK

Az első szimulációs vizsgálataink annak feltárására irányulnak, hogy az infrastruktúra-fejlesztés milyen mértékben tudja előmozdítani a Duna-régió nagykereskedelmi árainak a nyugat-európai árakhoz – amelyeket modellezésünk során a holland tőzsde (a rotterdami TTF gázelosztó központ) azonnali gázáraival jellemzünk – való közeledését. A projekteknek négy típusát vizsgáljuk: 1. a régión belüli összekötő vezetéseket (beleértve a vezetéseket kétirányúvá alakító projekteket), 2. a föld alatti tárolókat, 3. a cseppfolyósított földgáz termináljait és 4. az új források elérését biztosító nagynyomású tranzitvezetéseket.

A vizsgálat menete a következő. Először is meghatározunk és lefuttatunk egy kiinduló referencia-forgatókönyvet 2011. évi adatokkal (ennek részleteit később

¹² A kereskedőknek arról is gondoskodniuk kell, hogy a tárolókat az év végéig az előre meghatározott zárókészletnek megfelelő mennyiségű gázzal töltsék fel. Intertemporális arbitrázs akár helyi tárolók hiányában is végezhető, ha a helyi piac olyan más piacokkal áll közvetlen vagy közvetett kapcsolatban (rendszerösszekötő kapacitás révén), ahol van(nak) tároló(k).

ismertetjük). Ezt követően az ismert fejlesztési tervek közül hozzáadunk egyet a referencia-forgatókönyvhöz, majd minden egyéb feltétel változatlansága mellett újra lefuttatjuk a modellt, és a kapott eredményeket összehasonlítjuk a referencia-forgatókönyv eredményeivel. Ezzel a módszerrel azt vizsgálhatjuk, hogy egy adott projekt megvalósulása milyen várható változásokat eredményezne a Duna-régió gázpiacán. Az elemzés során eltekintünk a beruházások költségvonzataitól és időigényétől, és az új infrastruktúra megjelenésével nem változtatjuk meg a meglévő infrastruktúra-hálózat használati díjait sem. A beruházási költségeket majd a projektértékelés későbbi fázisában, a költség–haszon elemzéseknél vesszük figyelembe.

Ezt az elemzést az egyedi projekteken túlmenően projektcsomagokra – például az észak–déli gázfolyosó munkacsoport által javasolt projektlistára – is elvégezzük. Végül megjegyezzük, hogy a nagy távolságú vezetékre vonatkozó projektek értékeléséhez egy 2020-ra futtatott referencia-forgatókönyvet használunk.

Inputadatok

Az 1. táblázatban kategóriák szerint csoportosítva mutatjuk be a modellezéshez használt inputadatokat. A táblázatban feltüntettük az adatok forrásait is. Ahol nem álltak rendelkezésre 2011. évi tényadatok, ott becslésre támaszkodtunk (például a gázfogyasztás esetében).

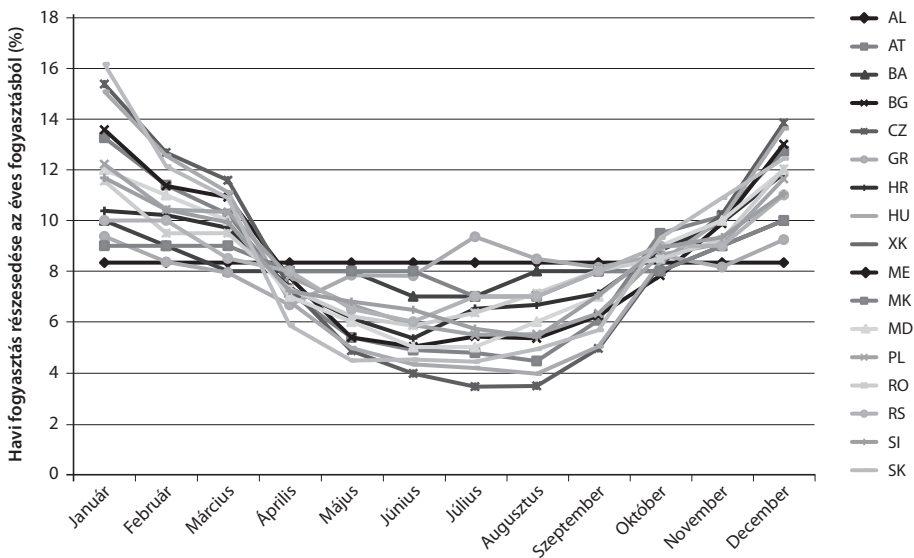
1. TÁBLÁZAT • Az inputadatok legfontosabb jellemzői

Kategória	Egység	Forrás	
		tényadat	előrejelzés/terv
Fogyasztás	éves mennyiség (millió m ³), havi eloszlás (az éves mennyiség százalékában)	Eurostat, EnC	Kantor [2012], EnC, Eurostat, ENTSOG, saját becslés
Termelés	minimum- és maximumtermelés (millió m ³ /nap)	Eurostat, EnC	észak–déli országok: Kantor [2012], EnC, ENTSOG (GRIP, TYNDP),
<i>Infrastruktúra</i>			
Csővezeték	napi maximumáramlás	ENTSOG, EnC	
Tárolás	betárolás (millió m ³ /nap), kitárolás (millió m ³ /nap), mobilgáz-kapacitás (millió m ³)	Gas Storage Europe (GSE)	átvitelrendszer-irányítók (TSO), észak–déli cselekvési terv, TYNDP, GRIP, EnC
Cseppfolyósított földgáz (LNG)	kapacitás (millió m ³ /nap)	Gas LNG Europe (GLE)	
TOP-szerződések	éves minimum- és maximum- mennyiség (millió m ³ /év) szezónális minimum- és maximum- mennyiség (millió m ³ /nap)	Gazprom, nemzeti szabályozó hatóságok éves jelentései, Platts	

Rövidítések: EnC: Energy Community Regional Energy Strategy Task Force, ENTSOG: European Network of Transmission System Operators for Gas, GRIP: Gas Regional Investment Plan, TYNDP: Ten-Year Network Development Plan.

A 2020 éves fogyasztására és termelésére vonatkozó előrejelzéseket az 1. táblázatban felsorolt intézmények által publikált prognózisok felülvizsgálatával készítettük. Az egyes országok gázfogyasztásának havi eloszlását historikus adatok alapján becsültük (lásd a 2. ábra).

A modell futtatásához meg kell becsülnünk a TOP- (hosszú távú *vedd át, vagy fizess*) szerződésekben alkalmazott árakat és a külső piacok azonnali árait. A TOP-szerződéseket illetően azt feltételeztük, hogy az árak megállapítása egy kevert árazási rendszer alapján történik. A kevert árazási rendszer azt jelenti, hogy az árakat részben bizonyos olajszármazékok áraihoz (olajindexálás), részben pedig az azonnali gázárak alakulásához kötik. Az utóbbi időben több európai ország is sikeresen újratárgyalta az orosz féllel kötött, eredetileg kizárólag olajindexáláson alapuló TOP-szerződését. Ebből kiindulva és piaci információkra támaszkodva azt feltételeztük, hogy a jelenlegi TOP-szerződések árazási rendszerében az olajindexálás 80, az azonnali gázárak pedig 20 százalékos súllyal szerepelnek. Az éves szállítási rugalmasság tekintetében a TOP-oknál ± 15 százalékos toleranciasávot feltételeztünk (ennyivel lehet lefelé vagy felfelé eltérni az éves szerződött mennyiségtől). A 2020-ra vonatkozó referencia-forgatókönyv összeállításánál abból indultunk ki, hogy a 2011 és 2020 között kifutó TOP-szerződéseket megújítják, de a jelenleginél 20 százalékkal kisebb szállítási volumennel.



Országjelölések: AL – Albánia, AT – Ausztria, BA – Bosznia-Hercegovina, BG – Bulgária, CZ – Cseh Köztársaság, GR – Görögország, HR – Horvátország, HU – Magyarország, MD – Moldávia, MK – Macedónia, ME – Montenegró, PL – Lengyelország, RO – Románia, RS – Szerbia, SK – Szlovákia, SI – Szlovénia, UA – Ukrajna, XK – Koszovó.

2. ÁBRA • A fogyasztás havi eloszlásának becslése a modellezett országokban

A külső piacok földgázáraitra vonatkozó feltevéseket a 2. táblázat tartalmazza. A németországi azonnali gázárakat a legnagyobb likviditású kontinentális európai piactér, a holland gáztőzsde (TTF) azonnali áraival jellemezzük. Oroszország esetében azt feltételezzük, hogy az azonnali termékek árazása az olajindexált árazást követi. A törökországi gázpiacon elérhető azonnali gázzól feltesszük, hogy 2 százalékkal a kevert árazású forrásszerződések alá árazzák. Az LNG-kikötőkbe a holland gáztőzsde azonnali áraival megegyező árazású LNG-gáz érkezik. Kivélt jelentenek ez alól Bulgária és Románia, amelyek LNG-kikötőibe csak Grúziából érkező tanker, és ezért a bolgár és román LNG-gáz árát – a török azonnali gázárhoz hasonlóan – a kevert árazású forrásszerződésekhez igazítjuk, egy 2 százalékos diszkont alkalmazásával.

2. TÁBLÁZAT
Feltevések a külső piacok áraitra (euró/megawattóra)

Piac	Ár
Németország (TTF spot)	24,2
Oroszország	34,2
Olaszország (PSV spot)	28,0
Törökország	31,6
LNG	24,2
LNG (Bulgária, Románia)	31,6

A régió 2011. évi állapotok szerinti csővezeték-infrastruktúráját mutatja a 3. ábra. A szállító infrastruktúra terheltségének számításába a régió áthaladó tranzitszállításokat is figyelembe vesszük. A Németországba és Franciaországba irányuló orosz szállítások esetében azt feltételezzük, hogy azok 50 százalékát 2013-tól már az Északi Áramlaton keresztül bonyolítják. Németország esetében azzal is számolunk, hogy a kontinentális tranzitszállítások 50 százaléka a Jamal-vezetéken keresztül történik. Olaszországba, feltevéseink szerint, szlovák és osztrák vezetékek igénybevételével jut el az orosz gáz.

A hálózathasználati díjak esetében nem végeztünk részletes adatgyűjtést. Pontos adatok hiányában a hálózathasználati tarifákat minden relációban egységesen 0,01 euró/megawattóra állítottuk. Úgy véljük, ez a megoldás nem okoz lényeges torzítást az eredményekben, mert a hálózathasználati díjak termékárhoz viszonyított szintje a valóságban is igen alacsony.¹³

¹³ A REKK egy nemrégiben készített tanulmányában azt vizsgálta, hogy mekkora hálózathasználati tarifát kell fizetnie egy 80 megawatt kapacitású gázerőműnek a régió országaiban. A 10 országra kiterjedő vizsgálat eredményei szerint az átlagos hálózathasználati díj egy ekkora erőmű számára 1,87 euró/megawattóra. Az általunk használt olajindexált és német azonnali gázárak ez mindössze 5,5, illetve 7,7 százaléka.



A nyilak a fizikai áramlás lehetséges irányát és a napi maximális mennyiségét (millió m³/nap) mutatják.

3. ÁBRA • Nemzetközi szállítóvezeték-hálózat a kiinduló referencia-forgatókönyvben (millió m³/nap)

A gáztárolók tarifáira vonatkozó adatokat a tároló vállalatok és a nemzeti szabályozó hatóságok honlapjairól gyűjtöttük össze. A tárolás közvetlen költségei mellett a modell figyelembe veszi a gázkészletezés finanszírozási költségeit is. A gázkészletekben lekötött tőke költségének számításához 5 százalékos reálkamatlábát használtunk.

A piacintegráció mérőszámai

Elsőként az új összekötő vezetékek és a cseppfolyósított földgáz új termináljainak regionális piacintegrációra (árkonvergenciára) gyakorolt hatásait elemezzük.¹⁴ A piacintegráció mérésére két indikátort dolgoztunk ki. Az első indikátorunk, az úgynevezett *regionális költségkonvergencia indexe* (*Regional Cost Convergence Index, RCCI*) azon az elképzelésen alapul, hogy a piaci integráció erősödésével a régió országainak gázárai egymáshoz és az olcsóbb árazású külső gázforrások áraihoz is közelednek. Az infrastruktúra-beruházások elemzése szempontjából egy új infrastruktúra piacintegrációra gyakorolt hatása akkor pozitív – akkor erősíti az integrációt –, ha a régió országainak az olajindexáláson alapuló árazását megközelítő jelenlegi gázárai lejjebb, a kontinentális nyugat-európai országokban uralkodó azonnali árakhoz közelítenek, s ezáltal a régió gázbeszerzésének összes költsége csökken. Képletben:

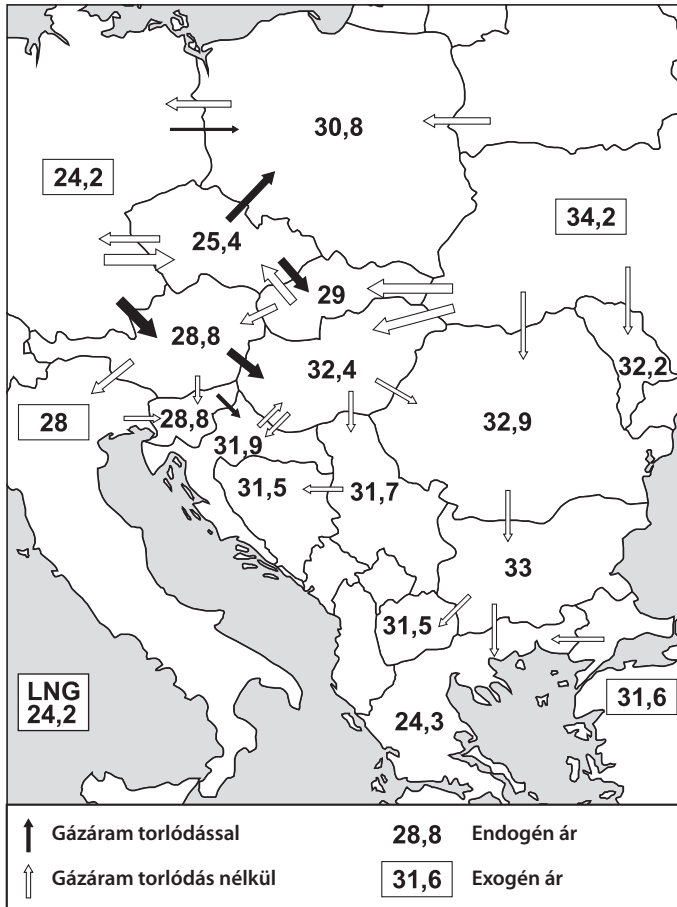
$$RCCI = \frac{\sum p_i \cdot q_i}{p_{\text{spot}} \cdot Q} - 1,$$

ahol: i a Duna-régió országainak indexe, $i = 1, \dots, k$;
 p_i az éves fogyasztással súlyozott gázár az i -edik helyi piacon;
 q_i az éves gázfogyasztás az i -edik helyi piacon;
 Q a teljes Duna-régió éves gázfogyasztása (q_i -k k szerinti összege);
 p_{spot} a nyugat-európai azonnali (TTF) ár.

Az *RCCI* azt fejezi ki százalékos formában, hogy a Duna-régió fogyasztóinak mekkora felárat kell fizetniük a nyugat-európai azonnali árhoz képest. Az *RCCI* értéke a 2011-re vonatkozó referencia-forgatókönyvben 21,5 százalék. (Ez az árkülönbözöt 4700 millió euróval növelte a Duna-régió éves gázszámláját 2011-ben.)

A 4. ábrán a kiinduló referencia-forgatókönyvre kapott modelleredmények láthatók. Az árak az egyes országokra előrejelzett nagykereskedelmi határárak éves átlagát jelölik.

¹⁴ A javasolt infrastruktúra-szabályozás [COM(2011) 658 4. cikk] szerint a közös érdekű projektek megítélésének kritériumai között első helyen a piacintegrációra gyakorolt pozitív hatás szerepel.



A téglalapokban a külső piacok feltételezett azonnali árait tüntettük fel. A nyilak a nemzetközi áramlások nagyságát és irányát mutatják. Azokat az áramlásokat, ahol a vezetéseken torlódás alakult ki (a szállítások maximális mértékben kihasználják a vezetékek fizikai kapacitását), fekete, míg azokat, ahol a vezetéseken nem jelentkezik kapacitásszűkösség, fehér nyilakkal jelöltük.

4. ÁBRA • A 2011. évi infrastruktúra-állapot szerinti kiinduló referencia-forgatókönyv előrejelzései ($RCI_{ref} = 21,5$ százalék, euró/megawattóra)

A projektek egyenkénti vizsgálata

A következőkben megvizsgáljuk és összehasonlítjuk az egyes infrastruktúra-projektek piaci integrációra gyakorolt hatását az *RCCI* mutató segítségével. A rendszerösszekötő hálózat kiépítésére vonatkozó eredményeket a 3. táblázat, a cseppfolyósított földgáz (LNG) projektjeire vonatkozókat pedig a 4. táblázat mutatja.¹⁵ A projekteket az *RCCI* értéke alapján rangsoroltuk. Azok a projektek hoznak nagyobb megtakarítást, amelyek nagyobb mértékben képesek csökkenteni az *RCCI* értékét. Fontos megjegyezni, hogy költségmegtakarítás nem feltétlenül csak a projektben közvetlenül érintett országokban keletkezhet.

3. TÁBLÁZAT • A csővezetékprojektek az *RCCI* szerinti rangsorolva
(százalék, $RCCI_{ref} = 21,51$ százalék)

Csővezetékprojekt	<i>RCCI</i>	Csővezetékprojekt	<i>RCCI</i>	Csővezetékprojekt	<i>RCCI</i>
CZ–PL2	17,10	HU–SK	21,51	HR–HU2	21,51
SK–HU	18,35	MK–XK	21,51	RS–MK	21,51
GR–BG	21,13	AT–CZ	21,51	RS–HR	21,52
TR–BG	21,29	HR–SI	21,51	BA–HR	21,52
RS–BG	21,39	RS–BA2	21,51	MK–RS	21,55
RS–RO	21,42	HU–SI	21,51	RO–HU	21,56
RO–MD	21,47	PL–SK	21,51	BG–RS	21,56
BA–RS	21,50	BG–RO	21,51	RO–RS	21,56
MK–AL	21,51	PL–CZ	21,51	MK–BG	21,56
HR–RS	21,51	HR–IT	21,51	MD–RO	21,57
HR–BA	21,51	MK–GR	21,51	SI–HU	21,67

Országjelölések: AL – Albánia, AT – Ausztria, BA – Bosznia-Hercegovina, BG – Bulgária, CZ – Cseh Köztársaság, GR – Görögország, HR – Horvátország, HU – Magyarország, MD – Moldávia, MK – Macedónia, ME – Montenegró, PL – Lengyelország, RO – Románia, RS – Szerbia, SK – Szlovákia, SI – Szlovénia, TR – Törökország, UA – Ukrajna, XK – Koszovó.

LNG-projekt	<i>RCCI</i>
LNG–PL	16,94
LNG–PL2	17,04
LNG–HR	20,03
LNG2–RO	20,40
LNG2–BG	21,29
LNG–GR2	21,51

4. TÁBLÁZAT
Az LNG-projektek az *RCCI* szerint rangsorolva
(százalék, $RCCI_{ref} = 21,51$ százalék)

¹⁵ A tárolói projektek közül egy sem hozott szignifikáns változást az *RCCI* mutató értékében, ezért ezeket az eredményeket nem közöljük.

Eredményeink azt mutatják, hogy hét olyan vezeték- és öt olyan LNG-projekt van, amelynek pozitív regionális hatása jelentős a gázárak és beszerzési költségek tekintetében. A többi projekt régiós hatása ugyanakkor csekély mértékű és/vagy negatív előjelű. Ez utóbbi eredmény meglepőnek tűnhet, hiszen az infrastruktúra-hálózat bővülésével mindig nőnek – de legalábbis nem csökkennek – a piaci szereplők kereskedési lehetőségei. Egy új infrastruktúra megjelenése azonban nemcsak a fogyasztók, hanem más piaci csoportok (termelők, tárolók stb.) jólétére is hatással van. Így előfordulhat, hogy egy infrastruktúra-beruházás úgy növeli az általános jólétet, hogy közben egyes csoportok, például a fogyasztók jóléte csökken. Az *RCCI* növekedését okozó infrastruktúra-projektek tehát olyan beruházások, amelyek megvalósulása a fogyasztók jólétét csökkenti, de más csoportok jólétét legalább ugyanekkora mértékben növeli.

Az *RCCI* szerinti rangsorban a cseh–lengyel interkonktor kapacitásának bővítése áll az első helyen. A projekt megvalósulásával a vezeték kapacitása a jelenlegi 0,4 millió m³/napról 8,6 millió m³/napra nőne. A második helyezett egy új szlovák–magyar interkonktor. Majd három olyan projekt következik, amely jelentősen mérsékelhetné a jelenleg nagyon magas bolgár gázárakat. Végül, a hetedik helyre egy Romániát és Moldáviát összekötő csővezeték került.

Bár az *RCCI* index helyesen méri egy infrastruktúra-beruházás régiószerte jelentkező hasznait, nem tesz különbséget a helyben és a távolabb keletkező hasznok között. Ezért definiáltunk egy olyan indikátort, amely kifejezetten a beruházások megvalósítási helyétől távolabbi hatásokat méri. A *regionális továbbgyűrűző hatás indexe (Regional Spill-over Index, RSoI)* azt mutatja, hogy egy új infrastruktúra-elem hozzáadása mennyivel változtatja meg az *RCCI* referenciaértékét úgy, hogy az *RCCI* számításában nem vesszük figyelembe a beruházásban közvetlenül érintett országokat.¹⁶ Az *RSoI* index annak a megítélést segítheti, hogy egy infrastruktúra-projektnek milyen mértékű távolabbi, „regionális” hasznai lehetnek.

Az 5. táblázat azokat a rendszerösszekötő (interkonktor) hálózati projekteket mutatja, amelyeknek a projektben részt vevő országokon kívüli hatásai is vannak.

Csővezetékprojekt	Csökkenés
SK-HU	1,59
GR-BG	0,51
RS-BG	0,11
MD-RO	0,02
TR-BG	0,01

5. TÁBLÁZAT • A gázbeszerzési költségek csökkenése a projektben közvetlenül részt nem vevő országokban (százalék)

¹⁶ Az LNG-beruházások esetében ez egy, az interkonktorok esetében pedig két országot jelent.

Az új indikátorra vonatkozó számításainkból az derül ki, hogy az *RCCI* szerint előkelő helyen rangsorolt cseh–lengyel és szerb–román vezetékek projektjeinek (lásd 3. táblázat) semmilyen regionális hatása sincsen. Ezzel szemben a szlovák–magyar és a görög–bolgár interkonnektorok esetében a keletkező megtakarítások nagyobbik része a részt vevő országok határain kívül jelentkezik. Hasonló különbségek tapasztalhatók az LNG-projektek esetében is. Például a lengyel LNG-terminál nagyon jelentősen csökkenti a lengyel gázárakat, de regionális hatást önmagában – további határkeresztesző vezeték építése nélkül – nem képes kifejteni. Ezzel szemben, a horvát LNG-projekt számottevő árcsökkenést és megtakarítást generál a szlovén, a magyar, a szerb és a boszniai fogyasztók számára akkor is, ha a projektet semmilyen interkonnektor-beruházás nem kíséri.

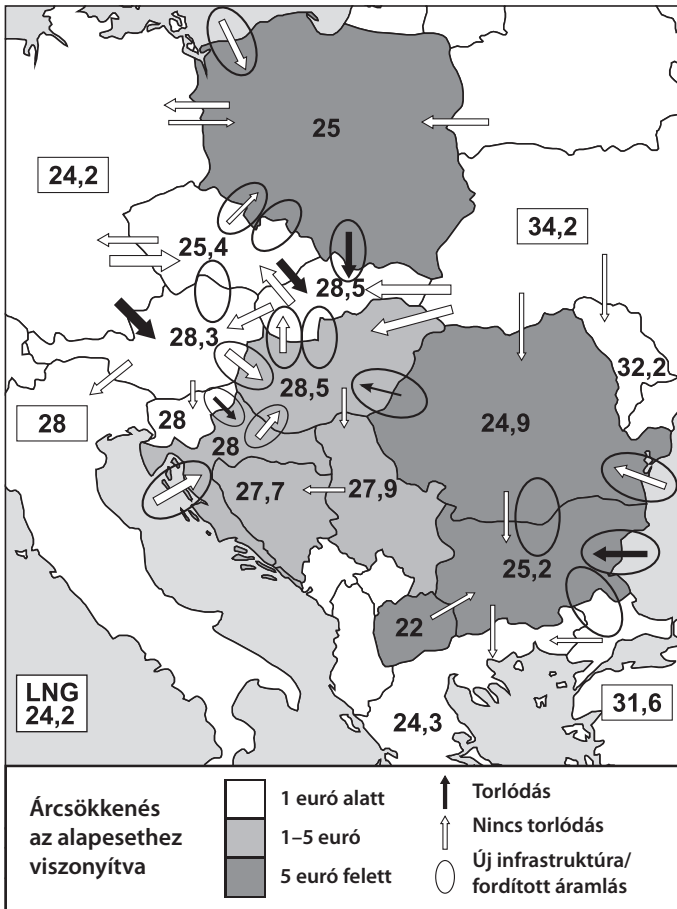
Egy projektcsomag értékelése: az észak–déli gázfolyosó

A REKK által készített Duna-régió gázpiaci modell (DRGMM) természetesen nemcsak individuális projektek, hanem projektcsomagok elemzésére is használható. Az elmúlt években számos javaslat látott napvilágot arra vonatkozóan, hogy milyen infrastruktúrális beruházásokkal lehetne elősegíteni a nemzeti földgázpiacok szorosabb integrációját a Duna-régióban. Ezek közül a két legismertebb az új európai átviteli rendszer (*New European Transmission System, NETS*) tervezete – amely az európai unióbéli transzeurópai energiahálózatok (*trans-European energy networks, TEN-E*) programjának egyik európai érdekelttségű projektje –, valamint a közép- és délkelet-európai országok számára nemrég kidolgozott észak–déli gázfolyosó tervezete. Mivel a NETS-nél nem ismert a programban megvalósítandó infrastruktúra-projektek pontos listája, ezért a következőkben csak az észak–déli gázfolyosó projektcsomagjának értékelésével foglalkozunk. Az összesen 17 projektből álló észak–déli gázfolyosó tervét az Európai Bizottság 2011 decemberében publikálta (EC [2011]).

Ha a referencia-forgatókönyv infrastruktúra-állományához hozzáadjuk az észak–déli gázfolyosó 17 projektjét, akkor az *RCCI* index értéke a kiinduló 25,1 százalékról 6,8 százalékra csökken. Ez 2827 millió eurós megtakarítást jelent régiós szinten. Az észak–déli gázfolyosó megépülésének becsült hatásait az 5. ábrán követhetjük nyomon.

Az eredményekkel kapcsolatban a következőkre szeretnénk felhívni a figyelmet. Egyrészt, a projekt végrehajtása nyomán a nagykereskedelmi határarak a Cseh Köztársaság kivételével a Duna-régió minden országában jelentősen csökkennek. A gázárak a régió nyugati felében a német/olasz árakhoz, míg a régió déli és keleti felében a görög árakhoz közelednek. A négy új LNG-terminálon keresztül jelentős többletforrás érkezik a régióba.

Másrészt, az üres ellipszisek az 5. ábrán olyan infrastruktúra-elemeket jelölnek, amelyek a szimulációs elemzés előrejelzése szerint hiába épülnek meg, a piaci szereplők nem használják azokat. Ez felveti annak a kérdését, hogy az észak–déli gázfolyosó



5. ÁBRA • Az észak–déli gázfolyosó megépülésének hatásai (RCCI_{ref} = 21,5 százalék, euró/megawattóra)

egyébként jelentős előnyeinek a biztosítása valóban igényli-e a projektsomag összes elemének megvalósítását, vagy pedig a projekt bizonyos részei a várható haszon veszélyeztetése nélkül elhagyhatók lennének. Ez a kérdés további alapos elemzést igényelne, annál is inkább, mert a hosszú távú (TOP) és az azonnali kereskedelem együttes jelenléte néha furcsa piaci helyzetet eredményez. Például megfigyelhetünk áramlásokat drágább országokból olcsóbbakba (például Bulgáriából Görögországba vagy Magyarországból Szerbiába), vagy láthatunk olyan helyzeteket, ahol eltérő árszintű, egymás szomszédságában lévő helyi piacok között a szállító-infrastruktúra megléte ellenére sem folynak szállítások (például Ausztria és a Cseh Köztársaság között).

Egy nagynyomású tranzitvezeték vizsgálata

Eddig kizárólag régión belüli infrastruktúra-projektek és projektsomagok piaci hatásaival foglalkoztunk. Az elmúlt évek forrásdiverzifikációról szóló vitáinak középpontjában azonban sokkal inkább a déli folyosó terve, valamint az azt megvalósító lehetséges vezetékprojektek álltak (Nabucco, Nabucco West, Déli Áramlat, Transzadriai Csővezeték stb.). A következőkben egy új források elérését lehetővé tevő nagynyomású tranzitvezeték regionális gázpiaci hatásait elemezzük a Duna-régió gázpiaci modellel (DRGMM).

Ebben az esetben az elemzést a feltételezett 2020-as világállapotról vonatkozóan végezzük. A 2020-as világállapot modellezéséhez a modell adatait három területen módosítottuk. Egyrészt, azokat az infrastruktúra-beruházásokat, amelyek már 2011-ben elindultak – de csak azokat –, a 2020-as futtatásoknál már figyelembe vettük. Másrészt, az országok gázfogyasztási adatait a 2020-ra vonatkozó előrejelzések alapján módosítottuk. Harmadszor, azt feltételeztük, hogy a 2011 és 2020 között lejáráó hosszú távú (TOP) szerződéseket újrakötik, de egy kisebb – a korábbi lekötések 80 százalékának megfelelő – éves szállítási volumennel. A külső piacok áaira vonatkozó feltevéseinken nem változtattunk. E változtatások és feltevések mellett az *RCCI* index értéke a 2020-as referencia-forgatókönyvben 29,9 százalékra módosul, ami világosan jelzi, hogy az infrastruktúra-fejlesztések elmaradása esetén az elkövetkező években a Duna-régióbeli és a nyugat-európai gázárak közötti szakadék további mélyülésével kell számolni.

A nagy tranzitvezeték-projektekre vonatkozó tervek pontos ismeretének hiányában a modellel egy sematikus vezetékprojekt hatását elemezzük. A vizsgált vezetékre vonatkozóan feltesszük: 1. évi 10 milliárd m³ gáz szállítására képes, 2. a török–bolgár határon lép be a régióba, 3. a gáz szállítása a vezetéken hosszú távú (TOP) szerződések alapján történik, és 4. ezeket a hosszú távú szerződéseket 5 százalékkal az orosz hosszú távú szerződések alá árazzák. (Az orosz árakat – ugyanúgy, mint a 2011-re vonatkozó forgatókönyvben, 20 százalékban az azonnali gázárak, 80 százalékban az olajindexált gázárak határozzák meg.)

A projekt üzleti modelljét tekintve két alternatívát vizsgálunk. Az első verzió szerint a csővezetéken – Bulgárián, Románián és Magyarországon keresztül – érkező összes gáz az osztrák Baumgartenbe szállítják. Ebben a modellben a projektben részt vevő közép- és délkelet-európai országok lényegében csak tranzitszerephez jutnak. A második verzióban a csővezetéken érkező gáz 40 százalékán a csőnek otthont adó Bulgária, Románia és Magyarország osztozhat 1:1:2 arányban. Ebben az esetben a török–bolgár határon belépő 10 milliárd m³ gázból csak 6 milliárd m³-t szállítanak egészen Baumgartenig. A projekt két verziójának *RCCI*-re gyakorolt hatását két infrastruktúra-konfigurációban is vizsgáljuk: egyszer azt feltételezve, hogy 2020-ra az észak–déli gázfolyosó is megvalósul, egyszer pedig azt, hogy nem. A kapott eredményeket a 6. táblázatban összegeztük.

6. TÁBLÁZAT • Alternatív délfolyosó-projektek hatása alternatív intraregionális infrastruktúra-konfigurációk mellett (százalék)

	Megvalósul	Nem valósul meg
	az észak–déli gázfolyosó	
2020. évi referencia-forgatókönyv	19,16	29,86
1. változat: új tranzitvezeték (10 milliárd m ³ Ausztriába)	16,89	29,54
2. változat: új tranzitvezeték (10 milliárd m ³ a nyomvonalon elosztva)	16,73	27,38

A 6. táblázatbeli eredmények azt mutatják, hogy egy új tranzitvezeték csak viszonylag kis mértékben, maximum 2-3 százalékponttal csökkentené az *RCCI* index értékét, akár megépül az észak–déli gázfolyosó, akár nem. Ezzel szemben az észak–déli gázfolyosó 10 százalékkal csökkentené a költségeket. Számításaink tehát azt bizonyítják, hogy a Duna-régió számára a globális LNG-piaccaal való összeköttetés megteremtése, valamint a régió belüli és a nyugat-európai országokkal való összeköttetések erősítése jóval nagyobb megtakarítási lehetőséget jelent, mint egy új transzkontinentális csővezeték. Érdekes eredmény az is, hogy az észak–déli gázfolyosó nélkül az új tranzitvezeték csak abban az esetben gyakorolhat érzékelhető hatást a Duna-régió áaira, ha a 2. változat valósul meg. Az 1. változatban ugyanis az osztrák piacra juttatott gáz az interkonnektorok szűkössege miatt nem kerülhet vissza a régióba, és így nem fejthet ki árcsökkenő hatást a szomszédos országok piacaira, az orosz importárral szembeni árelőny feltételezése esetén sem.

Virtuális ellenirányú kereskedelem (*backhaul*) engedélyezése a főbb tranzitvezetéseken az EU–EU országhatárokon

A tranzitvezetékek tulajdonosai nyilvánvaló okok miatt ellenérdekelték a virtuális ellenirányú kereskedelemben. Az európai gázpiac jelenlegi állapotának megfelelően eddigi futtatásaink során mi sem engedélyeztük az ellenirányú kereskedelmet azokon a vezetéseken, amelyek orosz gázt továbbítanak Nyugat- és Dél-Európába. Most azt vizsgáljuk, hogy mekkora költségcsökkenést lehetne elérni a már meglévő infrastruktúra hatékonyabb hasznosításával, nevezetesen az ellentétes irányú kereskedelem engedélyezésével.¹⁷

A következő elemzésekben engedélyezzük a tranzitvezetéseknél is az ellenirányú kereskedelmet két-két EU-tagország határán, amibe a horvát határt is beleértettük.¹⁸ Az EU és a harmadik országok határain (EU–Oroszország, EU–Törökország és EU–

¹⁷ Köszönettel tartozunk *Pierre Noelnek*, aki felhívta a figyelmünket erre a kérdésre.

¹⁸ Horvátország 2013. július 1-jétől az Európai Unió tagja lesz.

7. TÁBLÁZAT • A virtuális ellenirányú kereskedelem engedélyezésének hatása az RCCI-re

	Nem engedélyezett (alapeset)	Engedélyezett minden EU–EU határon	A regionális gázzámlán keletkező megtakarítás az alapesethez képest
	(százalék)		(millió euró)
2011	21,51	17,20	823
2020 alapeset	29,86	25,13	1181

Európai Energiaközösség) továbbra is kizárjuk a virtuális ellenirányú tranzakciók lehetőségét. A szimulációk eredményeit a 7. táblázat tartalmazza.

Az ellenirányú kereskedelem lehetősége mellett végzett modellvizsgálatok eredményei azt bizonyítják, hogy a Duna-régió gázfogyasztói számára pusztán csak a nemzetközi kereskedelem szabályainak megváltoztatása óriási megtakarítással járna. A virtuális ellenirányú kereskedelem engedélyezése a főbb tranzitvezetéseken évente mintegy 823–1181 millió euróval mérsékelhetné a régió gázzámláját.

Költség–haszon elemzés a modellel – egy illusztratív példa

Ez idáig a projekteket kizárólag árakra gyakorolt hatásuk alapján értékeltük, és a beruházások költségvonzataitól eltekintettünk. A beruházások gazdaságosságának megítéléséhez azonban olyan indikátorra van szükség, amely a projektek (modell által) szimulált hasznai mellett azok költségeit is figyelembe veszik. A jövőbeli beruházásokra vonatkozó gazdasági adatok sajnos csak korlátozottan hozzáférhetők, a beruházási költségeket ezért sok esetben kénytelenek voltunk nemzetközi benchmarkok alapján megbecsülni. Pontos adatok hiányában az alábbi vizsgálat inkább csak az elemzés menetének bemutatására szolgál.

A projektek gazdaságosságának mérése céljából kiszámoltuk a projektek „regionális” megtérülési idejét. Ez nem más, mint a projekt beruházási költségének és a projekt által régiós szinten előidézett éves költségmegtakarításnak a hányadosa. A megtérülési időre vonatkozó számítások eredményei a 8. táblázatban találhatóak. A táblázatban a projektekhez tartozó költségkonvergencia-index értékeket is feltüntettük.

Az eredmények azt mutatják, hogy a négy legjobb vezetékprojekt három éven belül, a legjobb kettő (Cseh Köztársaság–Lengyelország és Szlovákia–Magyarország) pedig mindössze néhány hónap alatt megtérülne a régió számára. A lengyel és a horvát LNG-projektek regionális megtérülési ideje is kevesebb mint egy év.

Érdekes módon a projektek megtérülési idő és RCCI szerinti rangsorai között csak annyi különbség van, hogy az új mutató szerinti rendezésben a Törökország–Bulgária és a Görögország–Bulgária interkonktor-projektek helyet cserélnek egymással.

8. TÁBLÁZAT • Az egyes projektek *RCCI* és regionális megtérülési idő szerinti rangsora ($RCCI_{ref} = 21,51$)

Projekt	<i>RCCI</i> (százalék)	Éves megtakarítás a gázzámlán (millió euró)	Becsült beruházási költség (millió euró)	Megtérülési idő (év)
<i>Interkonnektor</i>				
CZ-PL2	17,10	841,75	28	0,03
SK-HU	18,35	598,51	150	0,25
GR-BG	21,13	73,49	160	2,18
TR-BG	21,29	41,77	75	1,80
RS-BG	21,39	22,98	95	4,13
RO-MD	21,47	7,73	50	6,46
<i>LNG</i>				
LNG-PL	16,94	872,30	470	0,54
LNG-HR	20,03	281,39	240	0,85
LNG2-RO	20,40	205,51	470	2,29
LNG2-BG	21,29	41,77	470	11,25

Ha a fenti beruházásoknak ilyen kiemelkedően nagy a nyereségessége, akkor felvetődik a kérdés, hogy miért nem, vagy miért csak nagyon lassan valósulnak meg? A válasz egy része az interkonnektorokra manapság alkalmazott, harmadik fél hozzáférést biztosító rendszerekkel függ össze, amelyek díjazási rendszere nem képes beépíteni a interkonnektorok externális hasznait. Egy ilyen szabályozási rendszerben ezek jövedelme a vezeték beruházási és működési költségei alapján hatóságilag megállapított átviteli tarifából származik. A beruházások költségeit így tipikusan a vezetéknek otthont adó két ország fogyasztói fizetik meg a szabályozott átviteli díjakon keresztül. Egy új vezeték (pozitív vagy negatív) hatásai azonban ennél sokkal nagyobb földrajzi körben jelentkezhetnek.

Ennek illusztrálására vizsgáljuk meg az egyik legnagyobb haszonnal kecsegtető görög–bolgár interkonnektor-projekt várható jóléti hatásait. A projekt az *RCCI* mutató alapján harmadik helyre került, beruházási költsége 160 millió euró. Ez az interkonnektor, a 2011-es referencia-forgatókönyvhöz hozzáadva, összesen tíz ország nagykereskedelmi gázárában s ezáltal jólétében okoz mérhető változást. Az elvégzett szimuláció eredményeit a 9. táblázat foglalja össze.

Régiós szinten a projekt közelítőleg 190 millió eurós éves jólétnövekedést eredményez. A projekt kifejezetten hasznos Görögország és Bulgária számára, miközben Románia és Magyarország számára számottevő veszteségeket okoz. Ami a piaci szereplőket illeti: az átvitelirendszer-irányítók (TSO) és a fogyasztók jelentős hasznot, a Duna-régió termelői és a TOP-szerződések birtokosai viszont összességében számottevő veszteségeket könyvelhetnek el. A fogyasztók az alacsonyabb árakból, az átvitelirendszer-irányítók pedig az új hálózati kapacitás iránti túlkereslet gene-

9. TÁBLÁZAT • Egy új görög-bolgár interkonnektor okozta jóléti változások (millió euró)

	Nettó fogyasztói többlet	Termelői többlet	Tárolói többlet	Hosszú távú szerződések nettó profitja	Átvitelrendszer-irányítók aukciós bevétele	Teljes társadalmi jólét
GR	-76,8	41,0	0,0	43,9	114,9	122,9
BG	60,3	-8,2	0,0	-46,7	103,8	109,2
RO	94,8	-98,8	0,0	-24,5	-7,5	-35,9
HU	1,7	-0,4	0,0	-1,2	-7,6	-7,5
MK	3,2	0,0	0,0	-2,6	0,0	0,6
SI	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1
AT	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1
HR	0,6	-0,4	0,0	-0,2	-0,1	0,0
RS	0,3	-0,1	0,0	-0,2	0,0	0,0
BA	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

rálta szűkösségi járadékból profitálnak. A helyi termelőknek ugyanakkor éppen az alacsony ár, a TOP-szerződések birtokosainak pedig az olcsó görög LNG-források kizorító hatása okoz jelentős veszteségeket. Görögországban fordított a helyzet: itt a növekvő bolgár export miatt a gáz nagykereskedelmi ára megemelkedik, s ezért a termelők és a TOP-szerződések birtokosai kerülnek a nyertesek, a fogyasztók pedig a vesztesek oldalára.

A fentihez hasonló elemzések, úgy véljük, segíthetnének abban, hogy az új gáz-infrastruktúra-beruházásokról a Duna-régió országai között konstruktív párbeszéd alakuljon ki. Továbbá, ezek az elemzések az Energiaszabályozók Együttműködési Ügynökségének (ACER) a munkáját is segíthetnék a határon átnyúló beruházások költségallokációjára vonatkozó javaslatok előkészítésében [erről lásd az új európai uniós infrastruktúra-szabályozás tervezetét: COM(2011) 658 13. cikk].

Ellátásikrízis-helyzetek modellezése – egy másik szemléltető példa

A Duna-régió gázpiaci modell (DRGMM) ellátásbiztonsági kérdések elemzésére is alkalmas. Most ennek menetét illusztráljuk egy rövid példával.

Ahogy korábban leírtuk, a DRGMM dinamikus optimalizációt végez az év egymást követő 12 hónapjára vonatkozóan azzal a feltételezéssel élve, hogy a kereskedők a tökéletes előrelátás birtokában optimalizálják a tárolók használatát és a TOP-szerződések teljesítését. Ez az eljárás a modell összes változójára (termelés, szállítás, tárolás, határárak stb.) havi bontású előrejelzést ad. A modell determinisztikus jellegéből adódóan annak minden előrejelzése – beleértve az árakat – „pontosan teljesül”, feltéve hogy a bemenő adatokat menet közben nem változtatjuk meg.

A valóságban persze a kínálati és keresleti viszonyok évközi alakulása eltérhet az előzetes – év eleji – prognózistól. Az előzetes várakozásoktól eltérő események vizsgálatára a modellel éven belüli futtatásokat végezhetünk, amelyek során bármely inputadat értékeit az év hátralévő időszakára vonatkozóan megváltoztathatjuk. A könnyebb érthetőség kedvéért nézzük meg ezt egy konkrét példán!

Tegyük fel, hogy a gázév áprilistól márciusig tart. Ami a tárolók igénybevételét és a TOP-szerződések teljesítését illeti, a gázév indulásakor a kereskedőknek egész évre vonatkozó döntéseket kell hozniuk. Az első szimulációt ezért a teljes évre vonatkozóan futtatjuk le. Az előrejelzett keresleti és kínálati viszonyok alapján a modell kiszámolja, hogy a következő 12 hónap piaci eseményei hogyan fognak „alakulni”, ha nem történnek váratlan események.

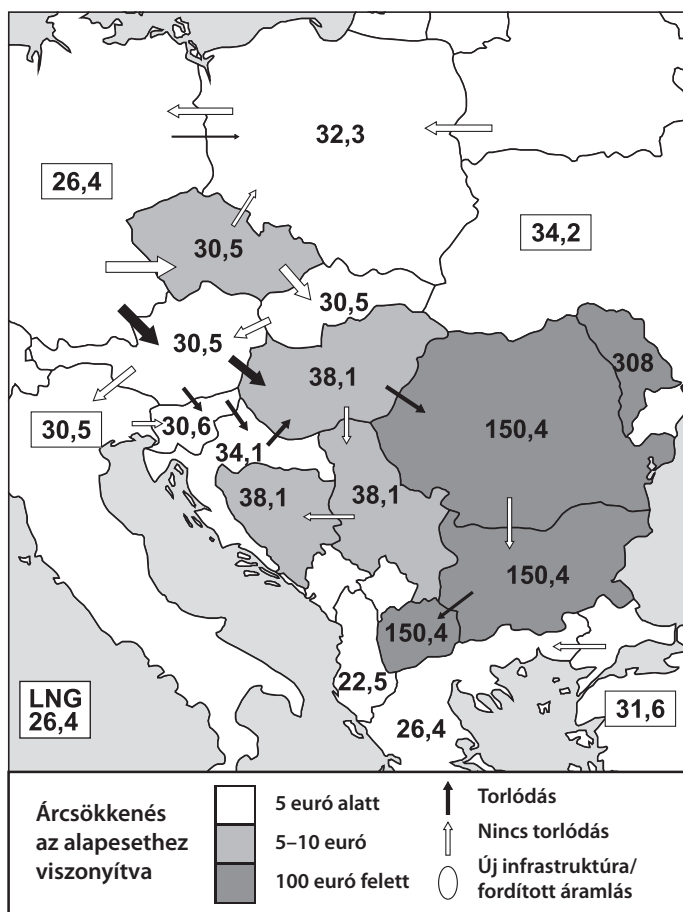
Most tegyük fel, hogy egy orosz–ukrán vita nyomán Oroszország januárban felfüggeszti az Ukrajnán keresztül Európába irányuló gázszállításokat. A modellben ezt az incidenst úgy jelenítjük meg, hogy az Ukrajnán áthaladó csővezetékek szállítóképességét erre az időszakra nullára állítjuk.

Az természetesen fontos, hogy a piaci szereplők mikor értesülnek a gázcsapok januári elzárásáról. Ha már áprilisban tudják, akkor valószínűleg elég idejük lesz arra, hogy megfelelő gázkészletet halmozzanak fel a krízis könnyebb átvészeléséhez. Ha azonban az ellátási zavar váratlanul éri őket, akkor a krízis árhatásai sokkal drámaibbak lesznek.¹⁹ Nem nehéz belátni, hogy az ellátási zavar következményeinek a súlya nem kis mértékben a szereplők számára rendelkezésre álló felkészülési idő hosszától függ.

A DRGMM szerencsére lehetővé teszi ezeknek az kérdéseknek az alapos és szisztematikus vizsgálatát. Bármelyik hónapban (például közvetlenül január előtt) átállíthatjuk a modell bemenő adatainak értékét (például az rendszerösszekötő kapacitás januári nagyságát) az év hátralévő részére, és az alapforgatókönyvben a korábbi hónapokra kapott outputokat (például a tárolók igénybevételét áprilistól decemberig) adottnak véve, újraindíthatjuk az optimalizációs eljárást. Az így kapott modelledmények hűen fogják tükrözni a Duna-régió gázpiacainak a külső ellátási zavarra adott reakciójának következményeit, beleértve ezekben azokat a továbbgyűrűző hatásokat is, amelyek a csapelzárásban közvetlenül nem érintett országokban (például Bulgáriában) jelentkeznek.

A 6. ábra mutatja a példaként hozott ellátási krízis modellezett következményeit. Az országok színezése a válság következtében beálló áremelkedés mértékére utal, amelyet egyúttal az ellátási zavar súlyosságának mértékéeként is értelmezhetünk – elképzelve, hogy a piaci egyensúly helyrebillentése a modellben alkalmazott mechanizmussal szemben nem az árak emelkedésén, hanem a fogyasztás kikényszerített korlátozásán keresztül megy végbe.

¹⁹ Mivel a modellben az egyensúlyt kizárólag piaci mechanizmusok biztosítják, a negatív kínálati sokkok a szimulációkban mint árugrások manifesztálódnak.



6. ÁBRA • Milyen hatásai vannak egy váratlan ellátási zavarnak az ukrajnai tranzitvezetéseken januárban? (euró/megawattóra)

A világosszürkére színezett országokban az árak 5–10 eurót, míg a sötétszürke országokban 100 eurót is meghaladó mértékben emelkednek a válság kitörésének hónapjában. Az ellátási válság következményei különösen súlyosak a kelet-balkáni országokban, miközben viszonylag könnyen kezelhetőnek tűnnek Magyarországon, Szerbiában és Bosznia-Hercegovinában.

Végül szeretnénk megjegyezni, hogy a most bemutatott módszerrel a különböző intézkedések vagy az új infrastruktúrák regionális és országos szintű ellátásbiztonsági hatásai is elemezhetők. Ehhez nem kell mást csinálni, mint a fenti elemzést az új infrastruktúrával (intézkedéssel) és az új infrastruktúra nélkül is elvégezni, és a két vizsgálat eredményeit összehasonlítani.

KÖVETKEZETÉSEK ÉS A TOVÁBBFEJLESZTÉS LEHETSÉGES ÚTJAI

Tanulmányunkban bemutattuk Duna-régió gázpiaci modellt (DRGMM), amelyet a közép- és délkelet-európai országok gázpiaci folyamatainak szimulációjára fejlesztettünk ki. Fő célunk az volt, hogy a régióban megvalósítható gázinfrastruktúra-fejlesztési alternatívák közgazdasági szempontú értékelésére és összehasonlítására alkalmas elemzési módszert dolgozzunk ki. A modell működését az infrastruktúra-beruházások piaci integrációra, társadalmi jólétre és az ellátásbiztonsági kockázatokra gyakorolt hatásaira vonatkozó vizsgálatokon keresztül szemléltettük. A tanulmány zárásaként a modell gyengeségeiről, illetve továbbfejlesztésének lehetőségeiről kívánunk néhány szót szólni.

A regionális gázpiacot a DRGMM a tökéletes verseny feltevésével szimulálja. A Duna-régió országaiban azonban piacszerkezeti és szabályozási tényezők sokasága torzítja a gázpiaci versenyt. A nemzeti gázpiacokat sok esetben a hosszú távú *vedd át, vagy fizess (take or pay, TOP)* típusú szerződést birtokló nagykereskedő dominanciája és a nemzetközi összekötetések szűkössége miatti gyenge importverseny jellemzi. A valóságban nem teljesül az interkonnektorok hatékony hasznosításának feltevése sem, hiszen a létező kapacitáselosztási rendszerek távolról sem tekinthetők tisztán piaci alapúnak (a magyar helyzetről lásd REKK [2011]). Mindazonáltal úgy véljük, hogy a tökéletes verseny modellje még a valóságidegen feltevésekkel együtt is megbízhatóbb viszonyítási alapot teremt az egyes intézkedési alternatívák összehasonlítására és értékelésére, mint az oligopóliummodellek.

A DRGMM az orosz szállító viselkedését exogén tényezőként kezeli. (Az orosz gázár meghatározása technikailag az azonnali és az olajindexált gázárak előre rögzített súlyokkal való átlagolásával történik.) Ez szigorú megkötés, amelynek helytállóságát az elmúlt évek nyugat-európai gázpiaci fejleményei is megkérdőjelezzik. Az utóbbiak pontosan azt mutatják, hogy az európai fő piacokon zajló változások – többek között az azonnali piacok fejlődése, az erős keresleti és kínálati sokkok – visszahatottak az orosz fél viselkedésére. Ennek egyik legfontosabb megnyilvánulásként az orosz szállító a legnagyobb európai vásárlóival fennálló hosszú távú (TOP) szerződéseire árazási módszerének módosítására, az addig kizárólagosan olajindexált árakra épülő árazási rendszerének feladására kényszerült. Az intuíció ezért azt sugallja, hogy a Duna-régió gázpiaci viszonyait jelentősen átrendező projektek vagy projektsomagok (például egy új tranzitvezeték vagy az észak–déli gázfolyosó) megvalósulása esetén az orosz szállító számára ugyanúgy racionális lesz, hogy árazási viselkedését a kelet-európai partnereivel szemben felülvizsgálja, mint ahogyan azt korábban a nyugat-európai partnereivel szemben tette. A nagy infrastrukturális változások piaci hatásainak pontosabb becslése érdekében ezért a Duna-régió gázpiaci modellt a jövőben az orosz szállító viselkedésének endogenizálásával szeretnénk továbbfejleszteni.

IRODALOM

- EC [2011]: Action plan for North-South energy interconnections in Central-Eastern Europe. http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/doc/2011_north_south_east_action_plan.pdf.
- KADERJÁK PÉTER (szerk.) [2011a]: Security of energy supply in Central and South-East Europe. Budapesti Corvinus Egyetem, REKK, Budapest.
- KADERJÁK PÉTER (szerk.) [2011b]: The Lessons of the January 2009 Gas Crisis in Central and Eastern Europe. Megjelent: *Vinois, J. A.* (szerk.): The Security of Energy Supply in the European Union, Claeys and Casteels, 193–219. o.
- KANTOR [2012]: Market analysis and priorities for future development of the gas market and infrastructure in Central-Eastern Europe under the North-South Energy Interconnections initiative (Lot 2). Final Report submitted to the Directorate-General for Energy, Unit B1: Security of supply and networks, European Commission. 19 January, 2012, Kantor Management Consultants.
- REKK [2011]: The Baumgarten saga. Hungarian Energy Market Report, Vol. 3. No. 3. 9–12. o.