

Selei Adrienn

Az európai fogyasztók jólétének az elemzése - vizsgálatok  
gázpiaci modellezés segítségével

Mikroökonómia Tanszék

Témavezető: Dr. Berde Éva CSc

Copyright © Selei Adrienn

Budapesti Corvinus Egyetem  
Általános és Kvantitatív Közgazdaságtan Doktori Iskola

Az európai gázpiaci fogyasztók jólétének az elemzése -  
vizsgálatok gázpiaci modellezés segítségével  
Ph.D. értekezés

Selei Adrienn

Budapest, 2016

# Tartalomjegyzék

Ábrák jegyzéke	6
Táblázatok jegyzéke	8
1. Bevezetés	10
2. Az európai gázpiac rövid bemutatása	12
2.1. Nagykereskedelmi verseny az európai gázpiacokon . . . . .	13
2.2. Az orosz hosszú távú szerződések főbb jellemzői . . . . .	15
2.3. Kedvező változások a globális gázpiacokon . . . . .	17
3. A gázpiac, mint hálózatos iparág	18
3.1. A hálózatos iparágak természetes monopólium jellege . . . . .	20
3.2. Liberalizáció és piacintegráció . . . . .	20
3.2.1. Liberalizáció és piacintegráció az európai gázpiacokon .	22
3.3. A határkeresztező kapacitások bővítésének jóléti hatása . . . .	24
3.4. A rendelkezésre álló határkeresztező vezetékek hatékony fel- használása előtt álló akadályok . . . . .	26
3.5. Virtuális ellenirányú szállítások . . . . .	27
4. Gázmodellezési szakirodalmi összefoglaló	30
5. Módszertan: az Európai Gázpiaci Modell bemutatása	34
5.1. Piaci szereplők . . . . .	35
5.2. Infrastruktúra . . . . .	37
5.2.1. Szállítási infrastruktúra . . . . .	37
5.2.2. Tárolás . . . . .	39
5.2.3. Döntési változók . . . . .	40
5.2.4. Egyensúly . . . . .	40
5.2.5. A jólét meghatározása . . . . .	41

<b>6. Néhány szabályozói eszköz ellátásbiztonsági hatása Kelet-Közép-Európában az ukrán válság kapcsán</b>	<b>45</b>
6.1. Bevezetés . . . . .	45
6.2. Háttér . . . . .	47
6.2.1. Gázpiaci ellátásbiztonság Európában . . . . .	47
6.2.2. Szakirodalmi összefoglaló . . . . .	53
6.3. A vizsgált forgatókönyvek és hipotézisek . . . . .	57
6.4. Modellezési eredmények . . . . .	59
6.4.1. 2015-ös referencia-forgatókönyv . . . . .	59
6.4.2. A rövid távú (spot) kereskedelem engedélyezésének hatása . . . . .	65
6.4.3. A virtuális ellenirányú szállítások kötelezővé tételének hatása . . . . .	67
6.4.4. A létező vezetékek kétirányúvá tételének hatása a vizsgált régió ellátásbiztonságára . . . . .	70
6.5. Összegzés . . . . .	73
<b>7. A legfontosabb határkeresztező gázinfrastruktúra projektek azonosítása és jóléti elemzése</b>	<b>77</b>
7.1. Háttér . . . . .	77
7.2. A vizsgált forgatókönyvek és hipotézisek . . . . .	79
7.3. Modellezési eredmények . . . . .	85
7.3.1. Az 1. scenárió eredményei . . . . .	85
7.3.2. A 2. scenárió eredményei . . . . .	87
7.3.3. A 3. scenárió eredményei . . . . .	89
7.3.4. A 4a. és 4b. scenárió eredményei . . . . .	92
7.4. Következtetések . . . . .	94
<b>8. Az amerikai LNG európai megjelenésével összefüggő piaci stratégiák modellezése</b>	<b>96</b>
8.1. Bevezetés . . . . .	96
8.2. Oroszország árazási stratégiájának befolyásoló tényezői . . . . .	97
8.3. Lehetséges stratégiai irányok Oroszország számára . . . . .	100
8.4. Az amerikai és az orosz beszállítók optimális stratégiájának vizsgálata modellezés segítségével . . . . .	102
8.4.1. Az alapjáték . . . . .	102

8.4.2.	Az alapjáték módosítása: az orosz félnek lehetősége van megelőző lépést tenni . . . . .	111
8.4.3.	Az alapjáték módosítása: az amerikai félnek lehetősége van válaszlépésre . . . . .	112
8.4.4.	Ragadozó stratégia . . . . .	113
8.5.	Összegzés . . . . .	115
<b>9.</b>	<b>Összegzés</b>	<b>117</b>
	<b>Irodalomjegyzék</b>	<b>118</b>
	<b>Függelék</b>	<b>127</b>

# Ábrák jegyzéke

2.1. A nemzetközi nagykereskedelmi gázárak alakulása 2008-2013, euró/MWh . . . . .	13
2.2. Gázpiaci forrásdiverzifikáció az Európai Unió tagállamaiban .	14
2.3. Hosszú távú szerződéses (LTC) és spot piaci (TTF, Holland gáztőzsde) földgázárak . . . . .	16
3.1. Egy új határkeresztező vezeték megépítésének a hatása . . . .	25
5.1. Az EGMM földrajzi hatóköre . . . . .	35
5.2. A modell legfontosabb inputjai és outputjai . . . . .	43
6.1. Kétirányúvá alakítás a meglévő Európai gázhálózaton (2014. június) . . . . .	52
6.2. Éves átlagos nagykereskedelmi gázárak a referencia- forgatókönyvben (euró/megawattóra) . . . . .	60
6.3. Áremelkedés az Ukrajnán keresztül történő orosz gázszállí- tás egyhavi, illetve féléves kiesés esetén a 2015-ös referencia- forgatókönyvben (euró/megawattóra) . . . . .	62
6.4. Áremelkedés az Ukrajnán keresztül történő orosz gázszállí- tás egy hónapos januári kiesése esetén a rövid távú (spot) kereskedés engedélyezése mellett a referenciaesethez képest (euró/megawattóra) . . . . .	65
6.5. A Transz-Adriai gázvezetéken való virtuális ellentétes irányú szállítások engedélyezésének hatása a normál és a rövid távú (januári) SOS forgatókönyv esetében . . . . .	68
6.6. Áremelkedés az Ukrajnán keresztül történő orosz gázszál- lítás januári egy hónapos kiesése esetén a létező vezeték- ek kétirányúvá tételének hatására a referenciához képest (euró/megawattóra) . . . . .	70

7.1.	2015-ös piaci környezet a kulcs infrastruktúra-elemekkel . . . .	86
7.2.	2020-as piaci környezet a kulcs infrastruktúra-elemekkel . . . .	88
7.3.	Kulcs infrastruktúra elemek a 2020-as piaci környezetben a megváltozott szerződéses feltételek mellett . . . . .	91
7.4.	Éves átlagos nagykereskedelmi gázár változás az energia- hatékonysági és klímapolitikai intézkedéseknek köszönhetően (2020-as piaci környezetben, jelenlegi szerződéses feltételek mellett), €/MWh . . . . .	93
8.1.	A játék extenzív formája . . . . .	106
8.2.	Az egyes szereplők kifizetései és a részjáték-tökéletes egyensúly	109
8.3.	Az egyes szereplők kifizetései és a részjáték-tökéletes egyensúly spot és ragadozó stratégiák feltételezése esetén . . . . .	114



# Táblázatok jegyzéke

6.1. A nagykereskedelmi gázárak, a fogyasztók által fizetett gázszámla és a fogyasztói többlet alakulása a referenciaforgatókönyvben . . . . .	61
6.2. A nagykereskedelmi gázárak és a fogyasztói többlet értékei januári és hat hónapos ellátásbiztonsági válsághelyzetben, valamint normál forgatókönyvhöz képesti változásuk a referenciaforgatókönyvben . . . . .	64
6.3. A rövid távú (spot) kereskedelem engedélyezésének hatására történő ár- és fogyasztóitöbblet-változás a referenciaforgatókönyvhöz képest, a januári és hat hónapos ellátásbiztonsági válság esetén . . . . .	66
6.4. A virtuális ellenirányú szállítások engedélyezésének hatása a nagykereskedelmi gázár és a fogyasztói többlet alakulására . .	69
6.5. A vezetékek kétirányúvá tételének hatására történő ár- és fogyasztóitöbblet-változás a kétirányúvá alakítás nélküli referencia-forgatókönyvhöz képest egy januári és hat hónapos ellátásbiztonsági válság esetén . . . . .	71
6.6. A feltételezett kétirányúvá tétel kihasználtsága a januári és hat hónapos ellátásbiztonsági forgatókönyvekben (százalék) . .	73
6.7. A rövid távú (spot) kereskedelem és a virtuális ellenirányú szállítások engedélyezésének, valamint a vezetékek kétirányúvá tételének együttes hatása . . . . .	75
7.1. A modellezési scenáriók fő jellemzői . . . . .	82
7.2. A modellezési scenáriók fő jellemzői . . . . .	84
7.3. A kulcs infrastruktúra elemeknek köszönhető jólétváltozás a 2015-ös piaci környezetben (1. scenárió) . . . . .	87
7.4. A kulcs infrastruktúra elemeknek köszönhető jólétváltozás a 2020-as piaci környezetben (2. scenárió) . . . . .	89

7.5.	Az orosz hosszú távú szerződések szállítási/átadási útvonal- változásának köszönhető jólétváltozás (3. scenárió) . . . . .	90
7.6.	A kulcs infrastruktúra elemeknek köszönhető jólétváltozás a 2020-as piaci környezetben a megváltozott szerződéses feltéte- lekkel (3. scenárió) . . . . .	92
7.7.	Az azonosított kulcsinfrastruktúra elemek kihasználtsága a különböző scenáriókban (%) . . . . .	94
8.1.	Az amerikaiak által realizálható profit, amennyiben 5 \$/MMBtu áron hajlandóak Európában értékesíteni, az oro- szok különböző stratégiai viselkedése mellett . . . . .	107
8.2.	Az orosz fél által realizálható profit a különböző stratégiai vá- laszok esetén, amennyiben az amerikaiak 5 \$/MMBtu áron hajlandóak Európában értékesíteni . . . . .	108
8.3.	A ragadozó stratégia esetén elérhető optimális profitok . . . .	113
9.1.	Az inputadatok legfontosabb jellemzői . . . . .	128

## Köszönetnyilvánítás

Szeretnék köszönetet mondani témavezetőmnek, Berde Évának, valamint kollégáimnak: Kaderják Péternek, Beöthy Ákosnak, Kotek Péternek, Paizs Lászlónak és elsősorban szerzőtársamnak, Takácsné Tóth Borbálának a támogatásukért, szakmai segítségükért és a közös kutatómunkáért.

Hálás vagyok férjemnek a sok segítségért és támogatásért, valamint kislányomnak a mérhetetlen türelemért, amivel lehetővé tették a disszertáció elkészülését.

# 1. fejezet

## Bevezetés

Napjainkban több okból is különös figyelem övezi az európai gázpiaci történeteket. A lehetséges okok között említhető többek között az orosz-ukrán konfliktus, az egyre növekvő globális gázpiaci kínálat miatt az oroszokra helyeződő nyomás, valamint a folyamatos európai szabályozói törekvések, hogy elősegítsék a minél versenyzőbb és hatékonyabb integrált nagykereskedelmi gázpiac kialakulását.

2014-ben az Európai Unió a gázfogyasztásának közel 70%-át importból fedezte, és ez a gázimport-függősége az egyre csökkenő hazai kitermelésnek köszönhetően a következő években várhatóan tovább növekszik. Mivel az európai gázimport jelentős részét Oroszország elégíti ki, ráadásul több tagállam számára ez jelenti az egyedüli importforrást, az oroszokkal kötött hosszú távú szerződések feltételei, illetve az orosz fél stratégiai viselkedése Európa számára kiemelt jelentőséggel bír.

A gázpiaci fejlemények kvantitatív vizsgálatának egy lehetséges módja a piacmodellezés, amelynek során a piacelméleti modellezési eszközök kiegészülnek egy, a valós piaci környezetet megjelenítő részletes adatbázissal, ezáltal lehetővé válik a különböző piaci körülmények szimulációs modellezése.

Jelen disszertáció a piacmodellezés segítségével végzett gázpiaci elemzések közül foglal össze néhányat. Ezen elemzések elsősorban az orosz beszállítóval kötött hosszú távú szerződésekhez köthető piaci torzításokkal, illetve az orosz fél stratégiai viselkedésével kapcsolatos kérdésekkel foglalkoznak, amely tényezők kulcsfontosságúak a nagykereskedelmi gázárak és ezáltal a fogyasztók jólétének alakulása szempontjából. Az elemzések során törekedtem az eredmények gyakorlati alkalmazhatóságára, vagyis arra, hogy azok különböző piaci szereplők, gazdaságpolitikai döntéshozók, illetve szabályozó

intézmények döntéseinek alátámasztását szolgálhassák.

A disszertáció felépítése a következő. Először röviden bemutatom az európai gázpiac legfontosabb jellemzőit, illetve közelmúltbeli fejleményeit, amelynek elsődleges célja, hogy alátámasszam a későbbi elemzési kérdések aktualitását, illetve relevanciáját. Ezt követően a gázpiacot, mint hálózatos iparágat vizsgálom, és áttekintem a hálózatos iparágak működésének és szabályozásának fő jóléti kérdéseit. A negyedik fejezetben rövid áttekintést adok a szakirodalomban gázpiaci modellezésre használt legfontosabb modellekről, melynek során kitérek arra is, hogy a disszertációban alkalmazott modell miben tér el a fenti modellektől, majd bemutatom a REKK által fejlesztett Európai Gázpiaci Modellt, amelynek segítségével a disszertációban szereplő elemzéseket végeztem.

Ezt követően három elemzést mutatok be, amelyek különböző aspektusokból vizsgálják az európai gázpiaci fogyasztók jólétére ható legfontosabb tényezőket. A 6. fejezetben néhány olyan szabályozói eszköz ellátásbiztonsági hatásának elemzésére kerül sor, amelyek már rövidtávon képesek hozzájárulni a szállítói infrastruktúra hatékonyabb kihasználásához, elősegítve ezzel a piac válaszát egy ellátásbiztonsági válsághelyzetre, ami végső soron a fogyasztók jólétének növekedését eredményezi. Ilyen vizsgált szabályozói eszközök a rövid távú (spot) kereskedelem, illetve a fizikai áramlással ellentétes irányú virtuális szállítások lehetővé tétele, illetve a meglévő infrastruktúra fizikai kétirányúvá alakítása. A 7. fejezetben bemutatott elemzések célja kettős. Egyrészt arra törekedtünk, hogy azonosítsuk azokat a kulcs infrastruktúra elemeket, amelyek leginkább elősegítik az európai piac integrációját és a legnagyobb összeurópai társadalmi jólétet eredményezik. Másrészt megvizsgáltuk azt is, hogy amennyiben az oroszok megváltoztatják a hosszú távú szerződések szállításának feltételeit, az hogyan befolyásolja az egyes szereplők jólétének az alakulását, illetve hogyan módosulnának ebben az esetben az azonosított kulcs infrastruktúra elemek. A 8. fejezetben a globális gázpiaci kínálatbővülés hatását elemzem: egy egyszerű játékelméleti keretben szintén piaci modellezés segítségével vizsgálom, hogy mi lehet az amerikai cseppfolyósított földgázt szállító kereskedők optimális európai piacra lépési stratégiája, valamint, hogy milyen stratégiai válaszok várhatóak az európai kínálatbővülésre az orosz fél részéről.

## 2. fejezet

# Az európai gázpiac rövid bemutatása

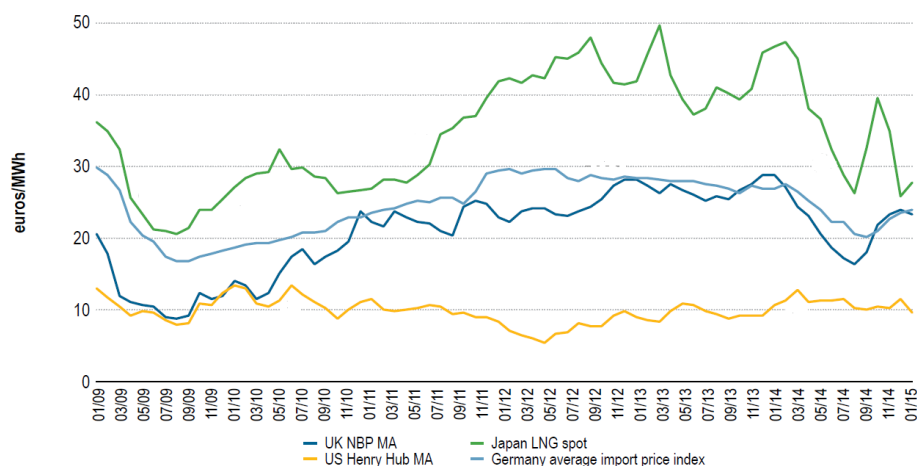
Jelen fejezetben röviden összefoglalom a globális, illetve az európai gázpiac azon legfontosabb általános sajátosságait és közelmúltbeli fejleményeit, amelyek a későbbi fejezetek elemzéseinek háttérül szolgálnak. E fejezet célja elsősorban az, hogy illusztrálja a disszertációban vizsgált problémák aktualitását, relevanciáját. Azokat a közelmúltbeli részpiaci fejleményeket, melyek speciálisan az egyes elemzési kérdésekhez kapcsolódnak később, az adott fejezetek elején tárgyalom.

A globális gázpiacot tekintve megfigyelhető, hogy a világ különböző részein a gáz nagykereskedelmi ára meglehetősen eltérően alakul (illusztrációként lásd a 2.1. ábrát). Az európai nagykereskedelmi gázárak, akár a brit tőzsde, az NBP árát, akár a német átlagos importárindexet tekintjük, közel kétszeresei az amerikai áraknak (Henry Hub<sup>1</sup>), míg az ázsiai piacokon a cseppfolyósított földgáz (LNG)<sup>2</sup> ára (LNG JP) magasan meghaladja az európai árakat is.

---

<sup>1</sup>Az Egyesült Államok legnagyobb likviditású gáztőzsdéje, melynek árai az észak-amerikai régióra nézve irányadóak.

<sup>2</sup>A cseppfolyósított földgázt -162 Celsius-fokra lehűtve szállítják, így a térfogata az 1/600-ad részére csökkenthető. A cseppfolyósított földgáz és LNG (liquefied natural gas) kifejezéseket a továbbiakban szinonimaként használom.



2.1. ábra. A nemzetközi nagykereskedelmi gázárak alakulása 2008-2013, euró/MWh

*Forrás: ACER/CEER, 2015*

## 2.1. Nagykereskedelmi verseny az európai gázpiacokon

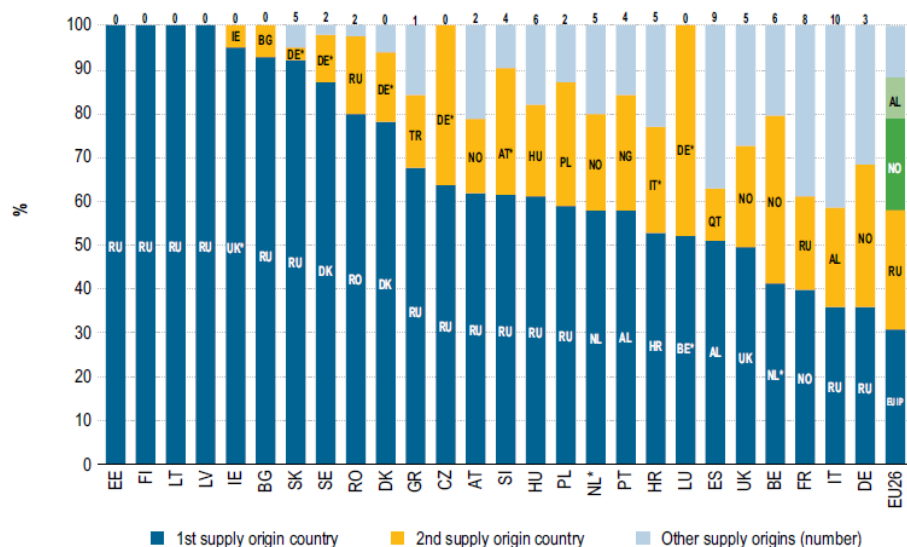
Európa különböző régióinak gázpiaci árai között jelentős különbségek figyelhetők meg. A Balkáni térségben kialakuló nagykereskedelmi gázárak például nagyjából 30%-kal magasabbak, mint a nyugat-európai tőzsdei árak (DG ENERGY (2016)). Bár az elmúlt időszakban megfigyelhető volt némi konvergencia az egyes európai országok nagykereskedelmi gázárai között (elsősorban az olajárcsökkenésnek köszönhetően), továbbra is jelentős különbségek figyelhetők meg.

Jellemzően azokban az országokban magasabbak az árak, amelyek gázpiacain gyenge a beszállítói, illetve nagykereskedelmi verseny. Mindössze néhány uniós ország rendelkezik jelentős mértékű gázkészletekkel (elsősorban Hollandia és az Egyesült Királyság), ráadásul az Európai Unió gázkitermelése évek óta csökken, 2015-ben a 2014-es szinthez képest 9%-kal esett vissza (ACER/CEER (2015)). Bár az elmúlt években az uniós gázkeresletben is csökkenő trend volt megfigyelhető<sup>3</sup>, 2014-ről 2015-re 4%-os növekedést tapasztalhattunk (DG ENERGY (2016)), így az Európai Unió importigénye növekvő tendenciát mutat. 2015-ben az unió a gázfogyasztásának nagyjából

<sup>3</sup>A kereslet csökkenésének okai között említhető a lassú gazdasági növekedés, az áramtermelő szektor csökkenő gázkereslete (többek között a megújulók egyre nagyobb térnyerésének köszönhetően), az időjárási körülmények, valamint az energiahatékonysági beruházások.

70%-át importból szerezte be (DG ENERGY (2016)). Ennek köszönhetően az importforrások közötti verseny és a különböző forrásokból származó gáz ára az európai fogyasztók szempontjából kiemelkedő jelentőséggel bír.

Az európai piacokért mindössze néhány beszállító verseng: vezetőket Oroszország, Algéria és Norvégia, cseppfolyósított földgázt pedig elsősorban Qatar, Algéria, Nigéria és a Közel-Kelet szállít. Az ACER 2014-es Monitoring Reportja (ACER/CEER (2014)) alapján 10 uniós tagállamban egyetlen országból származik a kínálat legalább 75%-a, így ezekben az országokban a domináns (sok esetben egyetlen) beszállító jelentős piaci erővel rendelkezik (2.2. ábra). Ez a domináns szereplő az esetek többségében Oroszország, aki jellemzően a balti, illetve a dél-és kelet-közép európai országokban rendelkezik domináns pozícióval. A beszállítók domináns pozíciójából fakadó piactorzulásokat a nagykereskedelmi piac koncentráltága is erősíti: a korábban monopol nagykereskedő inkumbens vállalatok sok európai országban továbbra is meghatározó (bizonyos esetekben még mindig monopol) pozícióval rendelkeznek.



2.2. ábra. Gázpiaci forrásdiverzifikáció az Európai Unió tagállamaiban  
Forrás: ACER/CEER, 2014

Látható, hogy Európa sok országában Oroszország domináns beszállító, így jelentős hatással van az európai gázpiacok árainak az alakulására. Mivel az orosz gáz döntő többsége hosszú távú szerződések keretében érkezik Európába, érdemes röviden áttekinteni ezeknek a szerződéseknek, illetve azok árazásának a jellemzőit. A továbbiakban röviden ezekre térek ki.



## 2.2. Az orosz hosszú távú szerződések főbb jellemzői

A hosszú távú gázvásárlási szerződések hosszú időre kialakítanak egy kétoldali monopolisztikus viszonyt az eladó és a vevő között, amelyben mindkét félnek szigorú kötelezettségeknek kell megfelelni. A vevőknek az úgynevezett TOP (take-or-pay) szerződés keretein belül egy előre meghatározott minimum mennyiségért akkor is fizetnie kell, ha az nem kerül leszállításra, az eladónak pedig kötelessége leszállítani a szerződött mennyiséget.

A hosszú távú szerződések keretében értékesített orosz gáz ára az olaj világpiaci árához indexált. Míg a holland és a norvég termelők az elmúlt években nagyrészt rövid távú (spot) piaci-indexálásúra alakították át szerződéseiket, és Északnyugat-Európában szinte a teljes európai termelést tőzsdei áron adhatták el (Franza (2014)), Oroszország csak részben volt hajlandó szerződéses árait a tőzsdei szinthez kötni.<sup>4</sup>

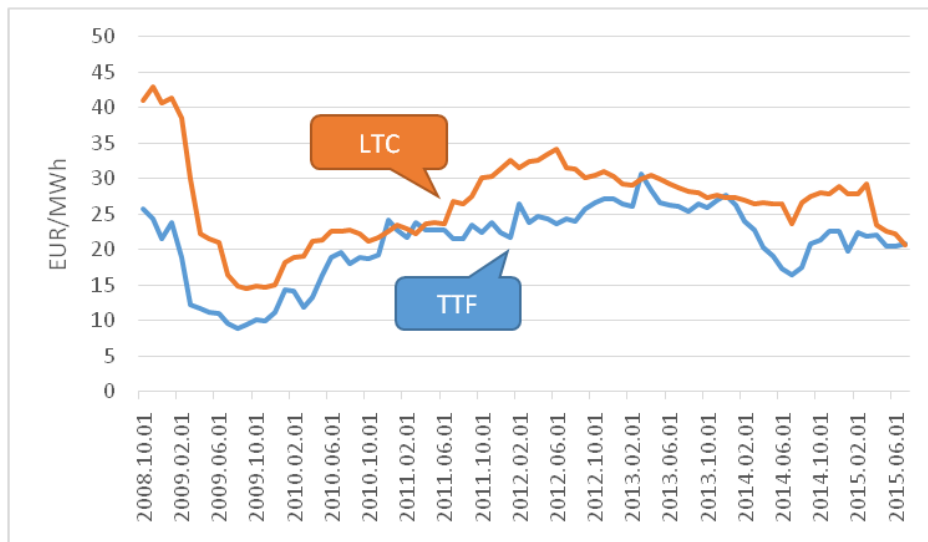
A hosszú távú szerződések által biztosított mennyiségi rugalmasság ugyanakkor közvetlen kapcsolatot teremt az olajindexált és a tőzsdei árak között. A hosszú távú szerződések keretében földgázt vásárlók ugyanis a tőzsdei árak függvényében dönthetnek arról, hogy az éves szerződött mennyiséghez (annual contracted quantity, ACQ) képest mekkora mennyiséget vesznek át, hiszen attól – a szerződésben rögzített mértékben – mindkét irányban el lehet térni. Ha a spot piaci árak még a szállítási és tranzakciós költségekkel együtt is alatta maradnak a szerződéses áraknak, akkor a vevők csak a fent említett kötelező minimumot (TOP mennyiség) veszik át, és az ezen felül szükséges mennyiséget tőzsdei ügyletek révén szerzik be. Ha viszont a tőzsdei árak a magasabbak, akkor megéri átvenniük a lehető legnagyobb mennyiséget, hiszen egyrészt így olcsóbban jutnak gázhoz, másrészt a felesleg tőzsdei értékesítésével haszonra tehetnek szert. Mivel a rövid távú (spot) piacok keresleti és kínálati viszonyainak az árkülönbségből adódó változásai hatnak a tőzsdei árakra, azok alakulása nem független a hosszú távú szerződések áraitól. Ez a gyakorlatban azt is jelenti, hogy a Gazprom a hosszú távú szerződések árának és egyéb feltételeinek (szerződéses mennyiség, rugalmasság) módosításával úgy is képes befolyásolni a rövid távú (spot) piacokat, hogy azokon közvetlenül nem értékesít.

A 2008-as válság miatt visszaeső kereslet okán erősen túlkínálatos lett a glo-

---

<sup>4</sup>A hosszú távú szerződések pontos feltételei nem nyilvánosak, de piaci információk alapján 2015-ben átlagosan 15-20% volt a spot indexálás aránya (REKK (2015)).

bális gázpiac, és ez a túlkínálat Európában csapódott le. Ennek köszönhetően a tőzsdei gázárak évekig jelentősen alatta maradtak az olajindexált gázáraknak (lásd 2.3. ábra), ezért a Gazprom európai vevői a szerződések újratárgyalását szorgalmazták.



2.3. ábra. Hosszú távú szerződéses (LTC) és spot piaci (TTF, Holland gáztőzsde) földgázárak

*Forrás: REKK, 2015*

A hosszú távú szerződéseknek a fogyasztók szempontjából számos pozitív hatása van. Az európai gázszerződésekre jellemző olajindexálás például megvédi a fogyasztókat attól, hogy a gáz ára elszakadjon az alternatív üzemanyagétól, az olajétól. A szerződésnek köszönhetően a felek között létrejön egyfajta kockázatmegosztás: a vevők elsősorban a mennyiségi kockázatot viselik (mivel a minimum szerződött mennyiséget akkor is ki kell fizetniük, ha nincs rá szükség), míg az eladók árkockázattal szembesülnek az olajindexált áraknak köszönhetően. Az olajindexálás a vevők számára abból a szempontból is kedvező lehet, hogy csökkenti az árvolatilitást, ezáltal csökkenti az árkockázatot, ugyanakkor növeli az előrejelezhetőséget és a tervezhetőséget. A hosszú távú szerződések további előnye, hogy kiszámíthatóvá teszi a kínálatot, ezáltal növeli az ellátásbiztonságot, valamint a szerződésben rögzített mennyiségi rugalmasság biztosítja a gázkínálat rövid távú rugalmasságát (Neuhoff-Hirschhausen (2005)).

A pozitív hatásokon túl a hosszú távú szerződések struktúrájából számos piactorzító hatás is fakad: ahogyan arról a későbbiekben részletesen szó lesz,

a hozzájuk kötődő kapacitás allokációra például a gázpiaci integráció előtt elő fő akadályok egyikeként tekintenek.

## **2.3. Kedvező változások a globális gázpiacon**

A fejezet elején bemutatattam, hogy az ázsiai gázpiaci árak az elmúlt években jelentősen meghaladták az európai tőzsdei árakat. Az utóbbi időszakban azonban ez az ártöbblet az ázsiai gázkereslet csökkenésének köszönhetően szinte teljesen eltűnt. Az ázsiai gázkereslet több okból kifolyólag esett vissza: az olcsó szén, az egyre olcsóbb megújulóknak versenye, illetve a japán atomerőművek újraindítása egyaránt hozzájárulhatott a folyamathoz, amelyet tovább erősített az olajár alacsony szintje. Mindezen fejlemények növelték az Európai piac relatív vonzerejét az LNG-t exportáló országok számára. Szintén az Európába irányuló szállítások növekedését eredményezheti az új piaci belépőknek (elsősorban amerikai és ausztrál LNG) köszönhető globális kínálatbővülés. Ez pedig várhatóan egy olyan fejlemény, amit az orosz beszállító Gazprom sem hagyhat figyelmen kívül. A disszertáció 8. fejezetében az amerikai LNG piacra lépését és az oroszok lehetséges stratégiai válaszlépését elemzem.

## 3. fejezet

# A gázpiac, mint hálózatos iparág

Az energia piacok, így a gázpiac is, a hálózatos iparágak egyik legtipikusabb példájának tekinthetők. A hálózatos iparágak az Európai Unió gazdaságának jelentős részét teszik ki. Az energia szektor mellett elsősorban a telekommunikációs és közlekedési iparágak bírnak kiemelkedő fontossággal. 2012-ben például a háztartások kiadásainak 11%-át adta ez a három szektor (Európai Bizottság (2013)). A következőkben ezeknek az iparágaknak azon legfontosabb tulajdonságait tekintem át, amelyek a disszertáció későbbi elemzései szempontjából fontosak. Az általános jellemzők után kiemelek néhány, a gázpiacra jellemző piaci kudarcot és ezekkel kapcsolatos szabályozást, amelyek a későbbi elemzések szempontjából különös jelentőséggel bírnak.

Shy (2001) szerint azok a főbb tulajdonságok, melyek a hálózati iparágakat megkülönböztetik a többi piactól, a következők:

- **Komplementaritás, kompatibilitás, sztenderdek:** A komplementaritás abból fakad, hogy a fogyasztók inkább rendszereket (kiegészítő termékeket együttesen) vásárolnak, mint egyedi termékeket. Egy másik nézőpont szerint a komplementaritás arra is utalhat, hogy az adott hálózat elemei, vagyis tulajdonképpen a termék fogyasztói azok, akik egymás kiegészítőiként viselkednek. Ez figyelhető meg azokban az esetekben, ahol a hálózat annál értékesebb, minél többen csatlakoznak hozzá. A kompatibilitás – mely aktuálissá teszi a komplementaritást – elsősorban technikai jellegű kérdés, mely arra vonatkozik, hogy a különböző vállalatok által gyártott kiegészítő termékek együttesen használhatók-

e, növelve ezzel egymás használati értékét. Ennek megvalósulásához elengedhetetlen, hogy a termékek ugyanazon sztenderdet használják.

- **Hálózati externáliák:** ezen externáliák jelenléte abból fakad, hogy a hálózat hasznossága egy fogyasztó számára függ attól, hogy hányan használják ugyanazt a hálózatot. Ezekben az iparágban jelen van a hálózati hatás, melynek következménye, hogy a kereslet törvénye nem érvényesül: a fogyasztó fizetési hajlandósága pozitívan függhet az eladott egységek számától, illetve annak várt értékétől. A gázpiac esetében ez a tulajdonság kevésbé hangsúlyos, mivel a fogyasztók a gázhálózatban egymás számára nem képviselnek különösebben nagy értéket. Ilyen jellegű hatás csak közvetett módon érvényesül: sok gázfogyasztó eredményezhet jobb minőségű szolgáltatást, illetve több szolgáltatót, ezáltal nagyobb versenyt.
- **Csatlakozási költségek és az ebből fakadó bezártság:** Az új technológiához való csatlakozás, vagy az egyik hálózatról egy másikra való áttérés a fogyasztók számára költségekkel jár, amely sokszor jelentős méreteket ölthet. Shapiro és Varian (1999) az ilyen költségek közé sorolják a szerződéskötési költségeket, az új technológia használati módjának elsajátításához kapcsolódó tanulási költségeket, az adatkonvertálás költségeit, a különböző keresési és tájékozódási költségeket, valamint a lojalitáshoz kapcsolódó költségeket. Minél magasabbak az ilyen jellegű költségek, a fogyasztó számára annál nehezebb a szolgáltatók közötti váltás, annál erősebb a bezártsága, és ezzel párhuzamosan a vállalatoknak annál nagyobb tere nyílik az esetlegesen magasabb árak meghatározására.
- **Jelentős méretgazdaságosság a termelésben:** A hálózatos iparágakra általában jellemző, hogy a termelésnek rendkívül magasak a fix költségei, de a hálózat kiépülése után a további egységek alacsony (sokszor nullához közeli) határköltséggel előállíthatók. Ebből fakadóan a termelés átlagköltsége csökkenő, melyből növekvő mérethozadék következik. Ahogy azt a későbbiekben látni fogjuk, ennek a tulajdonságnak komoly következményei vannak az ezen iparágakhoz kapcsolódó szabályozási kérdésekre vonatkozóan.

Mivel a fent említett iparágak esetén az utolsó tulajdonság bír kiemelkedő jelentőséggel, így a következőkben ezzel foglalkozunk részletesen.

### 3.1. A hálózatos iparágak természetes monopólium jellege

Akkor beszélünk természetes monopóliumról, ha egy vállalat hatékonyabban (alacsonyabb költséggel) tud működni egy adott piacon, mint több vállalat, vagyis az iparági költségfüggvény szubadditív. Ez a magas fix költségek következménye, amely miatt nem érdemes a már létező hálózat mellé egy újat építeni (például a gázhálózat esetében sem). A magas fix költségek mellé pedig egy relatíve alacsonyabb változó költség társul. A magas fix költségek miatt jellemző az is, hogy az átlagköltség a teljes tartományon csökkenő, ami azt vonja maga után, hogy a határköltség végig alacsonyabb az átlagos költségnél. Társadalmilag hatékony, a jólétet maximalizáló kimenetet ilyen esetben akkor lehetne elérni, ha egyetlen vállalat szolgálja ki a piacot (Shy (2001)). Nem véletlen tehát, hogy ezekben a klasszikus hálózatos iparágakban tradicionálisan állami monopóliumokat bíztak meg a tevékenységek ellátásával.

A fent említett, az Európai Unió számára kiemelkedő fontossággal bíró hálózatos iparágak mindegyikére jellemző, hogy a természetes monopóliumként működő tevékenységek (pl. gáz esetében az elosztás és szállítás) mellett potenciális versenyző tevékenységek vannak jelen (pl. termelés és kereskedelem). Ennek megfelelően az elmúlt évtizedekben ezekben az iparágakban megindult a liberalizáció, dereguláció, rereguláció folyamat együttes.

### 3.2. Liberalizáció és piacintegráció

A liberalizációs folyamat az egyes iparágakban nagyjából hasonlóan zajlott, és hasonló célokat tűzött ki maga elé: a potenciálisan versenyző szegmensekben hatékony verseny kialakítását, melynek következtében a fogyasztók versenypiaci áron jutnak a termékekhez és szolgáltatásokhoz szabad szolgáltatóváltás és magas minőség mellett (Európai Bizottság (2013)).

A fenti célok elérése érdekében a természetes monopólium tulajdonsággal rendelkező hálózatot leválasztják az iparág többi, potenciálisan versenyző részéről, majd ezekben a szegmensekben megtörténik a piacnyitás (liberalizáció), az állami beavatkozás szerepének a csökkentése (dereguláció) acélból, hogy a vállalatok között hatékony verseny alakulhasson ki. Ezek a folyamatok azonban új szabályozási kihívásokat hívnak életre (rereguláció). A természe-

tes monopólium szabályozása során elsősorban a hálózathoz való szabályozott áron történő diszkriminációmentes hozzáférést kell biztosítani, hiszen a hálózatok ezekben az iparágakban nélkülözhetetlen eszköznek tekinthetők, melyek használata nélkül egyetlen vállalat sem tud szolgáltatást nyújtani. A diszkriminációmentes hozzáférés elősegítése céljából az európai szabályozás előírja a hálózatüzemeltető szétválasztását (unbundling), hogy ezáltal elkerülhető legyen a vertikális kizárás, vagyis, hogy a hálózat üzemeltetője a hálózathoz való hozzáférést kedvezőbb feltételek mellett biztosítsa a vele vertikális kapcsolatban lévő vállalatok számára. A szétválasztás megváltoztatja a hálózatüzemeltető ösztönzőit: míg abban az esetben, ha a hálózatüzemeltetés egy vertikálisan integrált vállalat tevékenységének a része, a vállalat érdekében állhat a határokon átnyúló áramlások korlátozása az árak magas tartása céljából, addig egy független rendszerirányító célja az áramlások maximalizálása, hiszen a profitját kizárólag a szállításból származó bevételek határozzák meg (Vernon és szerzőtársai (2005)).

Ami a versenyző szegmenseket illeti, a szabályozó hatóság feladata a minőségszabályozás, a különböző technológiai szabványok előírása, melyek a zavartalan működést biztosítják, valamint a fogyasztók érdekében védelme, elsősorban az egyetemes szolgáltatások biztosítása (például, a gáz szolgáltató vállalatok közötti verseny nem eredményezheti a lakosság gázellátásának akadódását).

Az Európai Unió belső piacának megteremtése részeként a fent említett iparágakban a nemzeti piacok liberalizációján túl a verseny további elősegítése céljából az integrált európai piacok létrehozását is célul tűzték ki. Ennek egyik központi eleme a nemzeti hálózatok hatékony összekapcsolása a szűk keresztmetszetek megszüntetése révén, amely az árak konvergenciájához, és a szereplők számának növekedésén keresztül hatékonyabb versenyhez vezet. Hiába válnak ugyanis liberalizálttá az egyes nemzeti piacok, ha nincsenek egymással kellő mértékben összekapcsolva, akkor hatékony Európa-szintű verseny nem tud kialakulni. Ahhoz tehát, hogy integrált európai piacok jöjjenek létre, az európai szabályozásnak elő kell segítenie a határok közötti kereskedelmet. Arra, hogy a szűk keresztmetszetek megszüntetése hogyan növeli a társadalmi jólétet, a későbbiekben részletesebben kitérek.

Az integrált piacok létrejöttének folyamatát az uniós szabályozás folyamatosan nyomon követi (lásd például Monti (2010); Európai Bizottság (2013) vagy ACER/CEER jelentések az energiapiacok esetén), és a teljesüléshez szükséges lépések sorozatát írja elő. Mario Monti a 2010-es EU belső piaci-

ról készült tanulmányában például megállapítja, hogy a hálózatos iparágak az EU egységes piacának legkevésbé integrált piaci közé tartoznak, amely egyrészről a jogszabályok késői implementálásának és gyenge kikényszerítésének köszönhető, másrészről pedig a drága technológiák, illetve beruházások iránti igény is késlelteti a folyamatot. A számos szükséges lépés közül energiapiacok kapcsán kiemelendő a hálózati szűk keresztmetszetek számának csökkentése, átlátható nagykereskedelmi piacok kialakítása, a megújuló erőforrások elterjedésének az elősegítése, az okos mérés és okos hálózatok kialakítása, valamint célzott infrastrukturális beruházások megvalósítása, amelyek finanszírozásában az EU is részt vesz (Monti (2010)).

### **3.2.1. Liberalizáció és piacintegráció az európai gázpiacokon**

Az energiaszektorban a liberalizáció folyamata a 90-es évek közepén kezdődött meg. Az 1996 és 2009 között megjelenő három egymást követő energiacsomagnak köszönhetően új piaci szereplők jelentek meg a tagállamok gázpiacain, lehetővé vált a szolgáltatóváltás mind az ipari, mind a lakossági fogyasztók számára, valamint új határkeresztező kapacitások épültek az európai egységes gázpiac létrehozása és az ellátásbiztonság javítása céljából.

A harmadik energiacsomag (2009/73-as EK rendelet a gáz esetében) előírja a hálózatműködtetés hatékony szétválasztását a termelői, illetve kereskedői tevékenységektől. Ez a szétválasztás három különböző modell szerint valósulhat meg: 1.) tulajdonosi szétválasztás, amelynek során az integrált vállalatok eladják gázhálózatukat 2.) ISO (independent system operator) modell, ahol a független rendszerműködtető felelős a hálózat fenntartásáért és működtetésért, ugyanakkor az eszközök az integrált vállalat tulajdonában maradnak és 3.) ITO (independent transmission operator) modell, amely esetben a cégek megtarthatják a tulajdonukban lévő vezetékeket, ugyanakkor biztosított a rendszerirányító függetlensége.

Már a második energiacsomag (gáz esetében a 2003/55 EK rendelet) előírta a hálózathoz való diszkriminációmentes hozzáférést vagyis, hogy a gáz szállítási infrastruktúrán biztosítani kell az ún. szabályozott harmadik feles hozzáférést (regulated third party access, rTPA)<sup>1</sup>. A szabályozás előírja, hogy a rendszerirányítóknak olyan kapacitásallokálási szabályokat kell alkalmaznia, amelyet lehetővé tesz a hálózathoz való diszkriminációmentes

---

<sup>1</sup>A harmadik csomag ezt kiterjeszti az LNG infrastruktúrára, valamint a tárolókra is.



hozzáférést, illetve, hogy a hálózat használatának díját az illetékes szabályozó hatóságoknak kell jóváhagynia, és annak mindenki számára elérhetőnek kell lennie. Bizonyos esetekben lehetőség van az új vagy bővített kapacitás esetén a harmadik feles hozzáférés alól mentességet kérni a kapacitás bizonyos részére, korlátozott időtartamra abból a célból, hogy a beruházók saját részre tartsanak fenn kapacitásokat, így legyen ösztönzőjük a kockázatos beruházás végrehajtására. Ilyen esetek:

- a beruházás jelentősen növeli a gázellátás biztonságát;
- a beruházással kapcsolatos kockázatok olyan mértékűek, hogy a beruházás meg sem valósulna, ha a mentességet nem kapná meg;
- a mentesség nincs hátrányos hatással a versenyre, illetve a gáz belső piacának hatékony működésére, vagy annak a szabályozott rendszernek a hatékony működésére, amelyre az új infrastruktúra rácsatlakozik.

Az uniós jogszabályok részletszabályainak kidolgozása és kikényszerítése céljából az unió létrehozta az európai regulátorok közös szervezetét, az ACER-t<sup>2</sup>, illetve az európai földgázszállítókat tömörítő ENTSO-G-t<sup>3</sup> (713/2009 EK rendelet). Az ACER iránymutatása alapján az ENTSO-G kidolgozta az üzemi és kereskedelmi szabályzatokat, melyek kiterjednek többek között a kapacitásallokáció, a szűkületkezelés és a földgázrendszerek együttműködésének a szabályozására. A részletszabályok kidolgozásakor a piaci alapú megoldások, elsősorban határkeresztező kapacitás-aukciók előtérbe helyezésére törekedtek.

A 347/2013-as infrastruktúra-rendelet rögzíti, hogy az alaposan megfontolt infrastruktúra-fejlesztés az egyik kulcsfontosságú tényezője az integrált európai gázpiac létrehozásának. A megfelelő szintű fizikai összeköttetésnek ezen túl az ellátásbiztonság szempontjából is komoly jelentősége van, ami napjainkban elsősorban az Európai Unió új tagállamainak gázpiacai szempontjából kiemelkedő jelentőségű kérdés. Ugyanakkor sok esetben egyes országok rendszerirányítói és kormányzatai ellenérdekeltek lehetnek olyan beruházások létrejöttében, amelyek megvalósítása társadalmi szempontból kívánatos lenne. Ezt a helyzetet tovább fokozhatja, hogy gyakran más, szomszédos országok jólétére szintén hatással van egy-egy infrastruktúra fejlesztése,

---

<sup>2</sup>Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Energiaszabályozók Együttműködési Ügynöksége

<sup>3</sup>European Network of Transmission System Operators for Gas (Földgázpiaci Szállítási rendszer-üzemeltetők Európai Hálózata)

akik ugyanakkor magához a beruházáshoz a legtöbb esetben nem járulnak hozzá. Látva a szükséges beruházások elmaradását, illetve késleltetését az Európai Unió kidolgozott egy támogatási rendszert azoknak a közös érdekű projekteknek (Project of Common Interest, PCI) a támogatására<sup>4</sup>, amelyek a leginkább szükségesek az integrált európai gázpiac létrejöttéhez, illetve az ellátásbiztonság biztosításához. A PCI státusszal rendelkező projektek listáját 2013-tól kezdve két évente frissítik. Ezek a projektek a megvalósítási folyamat meggyorsításán túl pénzügyi támogatásban is részesülhetnek az e célra létrehozott Európai Hálózatfinanszírozási Eszközön (Connecting Europe Facility, CEF)<sup>5</sup> keresztül.

### 3.3. A határkeresztező kapacitások bővítésének jóléti hatása

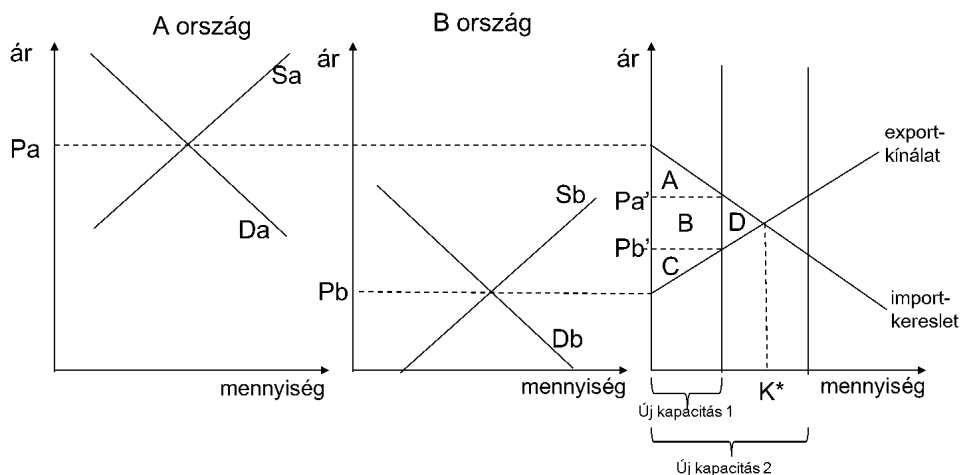
Az előző fejezetben láthattuk, hogy az egyes országok közötti szűkületek kezelését, valamint új határkeresztező kapacitások építését az EU kiemelt célként kezeli. A továbbiakban azt illusztráljuk, hogy hogyan segíti elő a határkeresztező kapacitások létrehozása, illetve bővítése a jólét növekedését.

Egy új határkeresztező vezetéken történő kereskedelem csökkenti az árkülönbséget a két összekötött piac között, így az egyik piacon árcsökkenést, ezen keresztül a fogyasztói jólét növekedését, míg a másik piacon árnövekedést, így a fogyasztói többlet csökkenését eredményezi. A termelői többlet alakulása ezzel szemben épp ellentétes. Összességében azonban a két ország közötti kereskedelem (illetve annak növekedése) növeli a társadalmi jólétet, ahogyan azt a 3.1. ábra illusztrálja.

Példaként tekintsünk két szomszédos országot, egy magasabb árú  $A$ -t és egy alacsonyabb árú  $B$ -t. Amennyiben a két ország között nincs lehetőség kereskedelemre, akkor a két ország közötti árkülönbség  $P_a - P_b$ . Amennyiben a két ország között megépül egy határkeresztező vezeték, akkor megindul a kereskedelem az alacsonyabb árú  $B$  országból a magasabb árú  $A$  ország felé. Az ábra jobb szélső részén látható  $B$  ország exportkínálati, és  $A$  ország importkeresleti görbéje. Előbbi  $P_b$ -nél magasabb árak esetén minden ár mellett megadja  $B$  országban a túlkínálat nagyságát, amelyet különböző árak mellett exportálni hajlandó. Utóbbi pedig  $P_a$ -nál alacsonyabb árak esetén

<sup>4</sup>A 347/2013-as EU rendelet fektette le a PCI-ok kiválasztásának módszertani alapjait.

<sup>5</sup>Az Európai Hálózatfinanszírozási Eszközt az 1316/2013 EU rendelet hozta létre



3.1. ábra. Egy új határkeresztező vezeték megépítésének a hatása  
*Forrás: saját ábra Joskow és Tirole (2005) alapján*

mutatja meg, hogy  $A$  országban mennyivel nagyobb a kereslet, mint a kínálat, vagyis mekkora az importkereslet. E két görbe metszéspontja adja a határkeresztező kereskedelem hatékony nagyságát ( $K^*$ -ot), amely mellett a két ország árai kiegyenlítődnek (feltételezve, hogy a szállításnak nincs költsége), amennyiben a rendelkezésre álló kapacitás ennél nagyobb (pl. az ábrán új kapacitás 2 esetében).  $K^*$  kereskedett mennyiség maximalizálja a kereskedelemből származó jólétnövekedést, amely  $A + B + C + D$  területtel egyenlő. Amennyiben a megépített kapacitás nagysága ennél kisebb (pl. új kapacitás 1), akkor a kereskedelem a két ország között korlátozott. Ebben az esetben a megépített kapacitás határozza meg, hogy mekkora mennyiségű gáz tud  $A$  országból  $B$  országba áramlani (új kapacitás 1). A két ország árai ( $P'_a$  és  $P'_b$ ) ebben az esetben is közelednek egymáshoz, a kapacitások szűkösége azonban megakadályozza az árak kiegyenlítését. A társadalmi jólét ebben az esetben  $A + B + C$  területtel nő, melyből  $B$  az infrastruktúra üzemeltető bevétele. Egy versenyzői piacon ugyanis a határkeresztező kapacitások díja a két piac közötti árkülönbséggel egyezik meg. Ennek oka, hogy ez az ár, amelyet egy kereskedő maximálisan fizetni hajlandó azért, hogy az olcsóbb piac helyett a drágább piacon értékesítse a gázt, és mivel a kapacitás szűkös, ezt a többletet a kereskedők elversenyzik, hogy kapacitáshoz jussanak. Látható tehát, hogy az új kapacitások megépülése árkonvergenciát eredményez, ezáltal növeli a társadalmi jólétet. Ezeket a pozitív hatásokat tovább növelheti, ha az új összekötő vezeték a más, szomszédos országokkal való kereskedelmet is növeli. Látható tehát, hogy az egységes európai gázpiacon a

maximális társadalmi jólét akkor érhető el, ha megépülnek a szükséges határkeresztező vezetékek, amelyek biztosítják az országok közötti kereskedelem hatékony szintjét. Bár az elmúlt években sok pozitív piaci fejleménynek lehettünk tanúi, a kelet-közép-európai országoknak még ma is igen gyenge az összeköttetésük a nyugat-európai gázpiacokkal, így nem, vagy csak korlátozottan férhetnek hozzá az olcsó spot piaci és LNG forrásokhoz. Ezekben az országokban tehát a nagykereskedelmi verseny élénkítéséhez nagymértékben hozzájárulhatna a jobb összeköttetés a versenyző nyugat-európai gázpiacokkal. Az ilyen új infrastruktúra-elemek megépülésének a hatását vizsgálja a disszertáció 7. fejezete.

### **3.4. A rendelkezésre álló határkeresztező vezetékek hatékony felhasználása előtt álló akadályok**

Az előző alfejezetben illusztráltuk az új határkeresztező vezetékek megépítésének potenciális jólétnövelő hatását, ahhoz azonban, hogy ez ténylegesen realizálódni tudjon, szükség van a létrejött kapacitások hatékony módon történő allokálására, valamint a szűkületek megfelelő kezelésére. A szűkületeknek két lehetséges típusa van: szerződéses és fizikai szűkület.

Fizikai szűkület akkor áll elő, ha egy adott vezetéken lehetséges áramlási kapacitás maximálisan kihasznált, vagyis fizikailag nem lehetséges több gáz szállítása az adott vezetéken. Ebben az esetben a megoldás a kapacitásbővítés, illetve, ha ez nem lehetséges, a szűkös kapacitások hatékony, piaci alapokon történő allokálása.

Szerződéses szűkületet a hosszú távra lekötött kapacitások gyakori és jelentős mértékű kihasználatlansága okoz. A nagy beruházási költségű és hosszú távon megtérülő gáz infrastruktúra projektek sajátossága, hogy a befektetők biztonsága érdekében hosszú távú, 15-30 éves szerződéseket kötnek az infrastruktúra használatára (Hirschhausen-Neumann (2008)). Ezek a szállíts vagy fizess (ship-or-pay) típusú szerződések az infrastruktúra kapacitását kötik le, amelynek használatától függetlenül az infrastruktúra üzemeltetője megkapja az előre megállapított díjat. Problémát ebben az esetben az jelent, hogy az ily módon lekötött, de nem használt kapacitások nem, illetve csak nehezen újraértékesíthetők másodlagos piacokon.

Az ACER szerződéses szűkületeket elemző piaci monitoringjelentése is

vizsgálja a csővezetékek kapacitásainak lekötését és kihasználtságát (ACER (2016)), és megállapította, hogy a szerződéses szűkületek továbbra is jellemzők az európai gázrendszerben (különösen a dél-kelet-európai régióban).

A fenti problémák feloldására új szabályokat vezettek be az európai gázszállító rendszerek szűk keresztmetszeteinek kezelésére (EU (2012)), melyek célja, hogy a csővezetékek kapacitásának átlátható elosztása révén fel lehessen számolni a hálózati hozzáférés útjában álló akadályokat. A szerződéses szűkületek esetén egy hatékonyan működő piacon a független rendszerirányító szűkületekezelési eljárásokat kell, hogy alkalmazzon. Ilyen eljárás például a use-it-or-lose-it (UIOLI) elv, amely a piac számára elérhetővé teszi a szerződés keretében lekötött, de nem használt kapacitást. Az ACER fentebb említett jelentése szerint a szűkületekezelési szabályok implementálása még nem teljes körű, és a megfelelő szűkületekezelési eljárások alkalmazása is limitált.

### 3.5. Virtuális ellenirányú szállítások

A hosszú távú szerződések természetéből egy másik piaci anomália is következik.<sup>6</sup> A változó piaci körülményekre a hosszú távú szerződéses árformula nyújtotta alkalmazkodás késleltetett választ ad, mivel a kelet-közép-európai régióban tipikus gázvásárlási szerződések a megelőző kilenc hónap olajárainak mozgó átlagát veszik alapul, és a szerződés alapján az árak háromévenként vizsgálhatók felül hosszasan elhúzódó tárgyalások során.

Ez a megoldás évtizedeken keresztül megfelelő volt mind a szállító, mind a vevő szempontjából. Ugyanakkor a liberalizált nyugat-európai piacokon kialakult kereskedelmi pontokon (fizikai és virtuális hub) transzparens módon publikált, tényleges gázár az elmúlt években olyan kihívást jelentett az olajindexált áron vásárló vevőknek, amivel szemben a szerződéses árképlet hátrányos helyzetbe hozta őket a saját piacaikon, és a hosszú távú szerződésük veszteséget termelt. A hosszú távú szerződéses ár olajárhoz való kötése azért problémás, mert nem a gáz piacának keresleti és kínálati viszonyai alakítják. S bár az olaj- és gázárak tipikusan együtt mozognak (részben éppen a hosszú távú szerződések miatt), a gázkereslet gazdasági válság okozta visszaesése miatt jelentős túlkínálat alakult ki, ami pedig a piaci gázárak csökkenéséhez vezetett, mind nagyobbra nyitva az olajindexált árú szerződések és

---

<sup>6</sup>Ez az alfejezet Selei-Tóth (2015) alapján íródott

a piaci kereskedésben kialakult ár közötti ollót. A túlkínálatos piacon az inkumbens kereskedők kénytelenek voltak a hosszú távú szerződéseik keretein belül vásárolni, és folyamatosan piacot veszítettek, miközben a szerződéses minimum mennyiséget kötelezően át kellett venniük.

A 2011-2013 közötti időszakban ennek megfelelően azt tapasztaltuk, hogy a drágább irányból az olcsóbb piacokra történtek gázszállítások. Ennek a problémának a kezelésére a Gazprom hosszas szerződés újratárgyalásokba kezdett, amelyeknek egy részét választott bíróság előtti jogi perek kényszerítették ki (Stern és Rogers (2014)). A nagy európai vásárlók rövid távon csökkenthették volna a veszteségeiket azzal, ha a szerződést nem a célpiacon teljesítik, hanem a gázt már az útvonal mentén értékesítik a drágább gázpiacokon. Ez a probléma a Jamal vezetéken (amely Fehéroroszországon és Lengyelországon keresztül szállítja a gázt Németországba) csúcsosodott ki. A német földgázpiaci ár évek óta tartósan a lengyel földgáz ár alatt mozog, ugyanakkor az Európai Bizottság beavatkozására volt szükség ahhoz, hogy a fizikailag egyirányú (kelet-nyugati) vezetéken lehetővé váljon a virtuális ellentétes irányú (backhaul) kereskedelem. Ezzel gyakorlatilag megvalósulhat a gáz eladása Lengyelországban az útvonal mentén. A disszertáció 6. fejezete olyan szabályozói eszközök hatásosságát vizsgálja, amelyek megakadályozzák a hosszú távú szerződések okozta piactorzulások kialakulását, és ezáltal növelik a kapacitáskihasználás hatékonyságát.

Jelen disszertáció következő fejezeteiben az integrált európai gázpiac kialakulásának és hatékony működésének korábban bemutatott feltételei közül néhányat elemzünk részletesebben. A következő fejezet a szerződéses szűkületek feloldásának, a virtuális ellenirányú szállítások engedélyezésének és a létező vezetékek kétirányúsításának hatását vizsgálja ellátásbiztonsági válsághelyzet esetén. Tudomásom szerint ilyen típusú szabályozói eszközök piacmodellezés segítségével történő vizsgálatára a szakirodalomban korábban nem volt példa. A disszertációban használt modell – ahogyan azt később bemutatjuk – szakirodalomban fellelhető más modellekhez képest a hosszú távú szerződések részletesebb reprezentációját tartalmazza, így lehetővé teszi ezen kérdések vizsgálatát. A 7. fejezet célja, hogy azonosítsa azokat a kulcsinfrastruktúra elemeket, amelyek leginkább szükségesek az európai gázpiac integrációjához. Számszerűsítjük ezen beruházások megvalósulásának jóléti

hatásait, majd ezeket becsült beruházási költségekkel vetjük össze. A fejezet legfőbb hozzájárulása a szakirodalomhoz, hogy az elemzések során alkalmazott módszertan kezelni tudja az EU által jelenleg infrastruktúra értékelésre használt módszertan számos hiányosságát. Az alkalmazott vizsgálati keret abban a tekintetben is túlmutat a szakirodalomban fellelhető korábbi elemzéseken, hogy a jelenlegi piaci struktúra feltételezésén túl egy olyan scenáriót is megvizsgálunk, amelyben megváltoztatjuk a hosszú távú szerződés keretein belül érkező orosz gáz szállítási útvonalait és átadási pontjait. Végül a 8. fejezetben a globális gázpiaci kínálatbővülés hatását elemzem az európai gázpiacokra: egy egyszerű játékelméleti keretben szintén piaci modellezés segítségével vizsgálom, hogy mi lehet az amerikai cseppfolyósított földgázt szállító kereskedők optimális európai piacra lépési stratégiája, valamint, hogy milyen stratégiai válaszok várhatóak az európai kínálatbővülésre az orosz fél részéről. Tudomásom szerint az oroszok ilyen jellegű stratégiáinak piacmodellezéssel történő vizsgálatára mindeddig nem került sor.

## 4. fejezet

# Gázmodellezési szakirodalmi összefoglaló

A gázpiacok modellezésére több különböző modellezési technikát is alkalmaz a szakirodalom. Ebben a fejezetben elsősorban az akadémiai célokra használt modelleket mutatom be röviden. Az egyes kérdéskörökben kapott eredményeiket a későbbi fejezetekben ismertetem, jelen fejezetben kizárólag a modellek rövid bemutatására szorítkozom, majd röviden összefoglalom, hogy a disszertációban felhasznált gázpiaci modell milyen fontos tulajdonságokban tér el a többi bemutatott modelltől.

Az európai gázpiacok vizsgálatára az egyik gyakran használatos modellcsalád a lineáris és nem lineáris programozási modellek (LP és NLP), amelyek lineáris vagy nem lineáris függvények lineáris egyenlőségi vagy egyenlőtlenségi korlátok mellett történő maximalizálásával illetve minimalizálásával keresik az optimális megoldást. A cél általában az, hogy az egyes fogyasztási pontokban rögzített gázkeresleteket minimális költséggel elégítsék ki, az infrastruktúra korlátait figyelembe véve. Az ebbe a modellcsaládba tartozó gázpiaci elemzési célokra használt modellek közül a legismertebb és legtöbbet használt az EUGAS modell (Perner és Seeliger (2004)), amely az európai gáz kínálatot hosszútávon optimalizáló dinamikus modell, amely az optimalizáció során a gázforrások árának és a (rögzített) keresletnek az ismeretében a meglévő infrastruktúrán minimalizálja a kereslet kiszolgálásához szükséges gázbeszerzési költségeket tízéves időtávon. A modellt a Kölni Egyetem Energiagazdasági Intézete fejlesztette ki, és az inputadatoktól függően TIGER-nek (Transport Infrastructure for Gas with Enhanced Resolution) vagy Magellan-nak is nevezik (Lochner és Bothe (2007) és Lochner (2011)). A modell néhány lehetséges



alkalmazását a későbbi fejezetekben mutatjuk be. Ennek a modellcsaládnak az előnye, hogy lehetővé teszi a termelési folyamatokba, illetve infrastruktúrába történő beruházást az optimalizáció során. Hátránya ugyanakkor, hogy a tökéletes versenyt feltételező költségminimalizálási megközelítés nem képes igazán jól kezelni az európai gázpiacok piaci tökéletlenségeit, vagyis az értéklánc különböző szintjein megjelenő piaci erőt.

Az energiapiacokon és így a gázpiacokon is jellemző (ahogyan azt korábban már bemutattam), hogy bizonyos piaci szereplők piaci erővel bírnak. Az ilyen piacokon jellemző stratégiai interakciók megragadására több oligopol piaci struktúrát feltételező modellcsalád is született. Mathiesen és társai (1987) voltak az elsők, akik egy statikus Cournot-modellként írták le az európai gázpiacot. Őket követték Golombek és társai (1995 és 1998), akik az upstream (termelők) és a downstream (kereskedők) piaci szegmens viselkedésének elemzésével a nyugat-európai gázpiaci liberalizáció jólétnövelő hatását vizsgálták.

Azóta számos stratégiai interakciót modellező modellcsalád született. A NATGAS modell (Mulder és Zwart, 2006) szintén oligopolisztikus termelői piacot feltételez, ahol kisszámú egymással stratégiai interakcióban lévő gáztermelő néz szembe árelfogadó kereskedőkkel. Gabriel és Smeers (2006) mutattak rá arra, hogy bár az egy időszakos modelleket könnyebb megalkotni, a kétidőszakos modellek sokkal jobban képesek leírni az európai gázpiac működését. A GASTALE modellben (Boots és szerzőtársai (2004)) alkalmaztak először oligopólium struktúrát a gázpiaci értéklánc két különböző szintjének (gáztermelés és kereskedelem) a leírására, és az ilyen esetben megjelenő kettős árás probléma modellezésére. A modell feltételezései szerint első lépésként a termelők egymással Cournot-versenyt folytatnak, majd második lépésben minden egyes termelő Stackelberg-vezetőként viselkedik az általa kitermelt gázt értékesítő kereskedőkkel szemben. A kereskedők pedig a végfogyasztói piacon vagy Cournot-versenyt, vagy tökéletes versenyt folytatnak egymással. A modell újabb, dinamikus változata számol a szűkös szállítói, termelői és tárolói kapacitásokba történő beruházásokkal is (Lise és Hobbs (2008 és 2009).

Alapvető működését tekintve hasonló, szintén kétszintű oligopólium-struktúrát feltételez az európai kínálati viselkedés leírására a GASMOD modell (Holz és szerzőtársai (2008)). A vertikum felső (upstream) részén az Európába szállító exportőrök, az alsó (downstream) részén pedig az európai kereskedők helyezkednek el, alapesetben mindkét szinten Cournot-verseny

feltételezése mellett.

A kizárólag gázpiacokat vizsgáló modelleken túl léteznek olyan általános egyensúlyi modellek is, amelyek egyebek mellett a gázszektort is nagy részletezettséggel foglalják magukban. Ilyen például a World Gas Trade Model (Egging és szerzőtársai (2010)), amely – a fenti, csupán európai piacokat lefedő modellekkel ellentétben – a globális gázpiac modellezésére képes: több, mint 80 országot reprezentál, és ezzel lefedi a világ gáztermelésének és fogyasztásának 98%-át. Emellett magában foglalja a részletes szállítási infrastruktúrát és az LNG piacokat is, és endogén módon három évtizedes időtávon lehetővé teszi a különböző infrastruktúra-elemekbe (gázvezeték, tároló, LNG cseppfolyósító és újragázosító kapacitások) történő beruházást azok bővítése céljából. A fentieken túl bizonyos szereplők viselkedése esetében a piaci erőfölényt is figyelembe veszi.

Az elsősorban akadémiai célokra használt modelleken túl érdemes megemlíteni az európai döntéshozatal által legtöbbször használt ENTSO-G modellt, amelyet az Európai Unió gáz-rendszerüzemeltetői fejlesztenek. Ez a modell eredetileg áramlásokat optimalizált, de az európai rendeletek előírásainak megfelelően folyamatos fejlesztéssel képessé kell válnia a piaci folyamatok és árváltozások hatására bekövetkező változások modellezésére is. A modell pontos működéséről azonban nincsenek nyilvánosan elérhető források.

A későbbi fejezetek elemzéseikhez használt (és a következő fejezetben részletesen bemutatott) REKK által fejlesztett Európai Gázpiaci Modell több fent ismertetett modellhez hasonlóan tökéletes versenypiacot feltételez. Bár a korábban hivatkozott tanulmányok jelentős része érvel amellett, hogy a versenyzői feltevés nem teszi lehetővé az európai gázpiacok pontos vizsgálatát, alkalmazása néhány – a későbbiekben ismertetett – előnnyel is jár. Az árelfogadó feltételezés alkalmazásának hátterében az a gondolat áll, hogy a domináns beszállítók a hosszú távú szerződések árazásán keresztül gyakorolják piaci erejüket (amely árakat a modell exogén módon kezel), míg a spot piacok rövid távon versenyzőnek tekinthetők.

Az árelfogadás feltételezése ugyanakkor lehetővé teszi a legtöbb fent bemutatott modellben alkalmazottakhoz képest részletesebb földrajzi és időbeli reprezentációt. Földrajzi tekintetben ez azt jelenti, hogy a keresleteket országonként aggregáljuk, országok között nem, míg más modellek többségükben

összevonják a kisebb országokat (különösen a dél-kelet-európai régióban). Az országonkénti bontás – ahogyan azt a későbbi fejezetek illusztrálják – lehetővé teszi például az új határkeresztező vezetékek hatásának országonkénti vizsgálatát. Az időbeli reprezentációt tekintve, míg a többi modell 1-3 időszakot különböztet meg egy évben, addig az EGMM havi modellezést tesz lehetővé. Ez különösen fontos a rövid távú ellátásbiztonsági scenáriók vizsgálatakor, amelyeket a disszertáció 6. fejezetében vizsgálunk.

Az árelfogadás feltételezésén túl az Európai Gázpiaci Modell több fent bemutatott modellhez képest a tekintetben is korlátozott lehetőségekkel bír, hogy a modell megoldása során nincs lehetőség endogén beruházási döntésekre. Ennek megfelelően a későbbiekben az új beruházások hatásainak az értékelése komparatív statikai keretben működik, melynek során összehasonlítjuk a piaci egyensúlyt az adott beruházás(ok) megvalósítása mellett, illetve a nélkül.

Egy fontos gázpiaci elem tekintetében azonban az EGMM részletesebb a fent bemutatott modelleknél, figyelembe veszi ugyanis az orosz hosszú távú szerződések okozta piactorzító hatásokat (ezeket a későbbiekben részletesen bemutatjuk és elemezzük). A hosszú távú szerződések részletes reprezentációja lehetővé teszi a virtuális ellenirányú áramlások hatásának a vizsgálatát is. Tudomásunk szerint a hosszú távú szerződések ilyen módon történő beépítésére más gázpiaci modellekben nem kerül sor. A disszertációban szereplő későbbi elemzések szempontjából a modellnek ez a tulajdonsága kiemelkedő jelentőséggel bír, ugyanis vizsgálataim középpontjában éppen az orosz hosszú távú szerződések következtében kialakuló piactorzító hatások, és az orosz stratégiai viselkedés elemzése áll.

Mivel a későbbi fejezetek eredményeinek fontos részét képezik a jóléti elemzések, fontos kiemelni, hogy az EGMM-ben az egyes országok kereslete nem rögzített, hanem egy klasszikus, ártól függő keresleti függvény mentén alakul ki, amely szükséges a később bemutatott jóléti elemzésekhez.

## 5. fejezet

# Módszertan: az Európai Gázpiaci Modell bemutatása

A disszertációban szereplő piacmodellezési elemzések a REKK által fejlesztett Európai Gázpiaci Modell (European Gas Market Model, EGMM) felhasználásával készültek. Ebben a fejezetben ennek működési elveit mutatom be.<sup>1</sup>

A modell a nemzetközi nagykereskedelmi gázpiac működését szimulálja Európában. Az 5.1. ábra mutatja a modell földrajzi hatókörét. Ezen országok gázpiaci viszonyairól – keresleti, kínálati és tárolói adottságairól – a modell részletes adatokat tartalmaz (az inputadatok forrásait a Függelék tartalmazza). Az endogén módon modellezett országokat az alábbi ábrán országkódok jelölik. Az Európával fizikai vagy kereskedelmi összeköttetésben lévő országok gázpiacai, vagyis Oroszország, Törökország, Líbia, Algéria, a cseppfolyósított földgázt (LNG-t) exportáló országok, az európai piacok közül a norvég piac illetve – indirekt módon – az ázsiai piacok, mint ’külső’ piacok jelennek meg, amelyek esetében az árak meghatározása exogén módon történik.

A 35 európai országra megadott inputadatok, valamint a fizikai infrastruktúra és a szerződéses adottságok jelentette korlátok figyelembevételével a modell kiszámolja a tökéletesen versenyző piac dinamikus egyensúlyát alkotó piactisztító árakat, termelési, fogyasztási, ki- és betárolási mennyiségeket és a szerződéses szállítások mennyiségeit.

---

<sup>1</sup>Az ebben a fejezetben bemutatott modell-leírás a REKK gázpiaci modellezést végző csapata (Kiss András (a modell megalkotója), Takácsné Tóth Borbála, Paizs László, Kotek Péter és Selei Adrienn) által készült leíráson alapul. A matematikai leírás során építke Kiss és szerzőtársai (2016) cikkben szereplő leírásra.



5.1. ábra. Az EGMM földrajzi hatóköre

Forrás: <http://d-maps.com/m/europemax/europemax09.svg>

A modellszámítások 12 egymást követő hónapra vonatkoznak úgy, hogy a vizsgált egy éves időszak a gáztárolói évnek megfelelően április hónappal kezdődik, és március hónappal végződik. A piaci szereplők ezen az időtávon tökéletes előrelátással rendelkeznek. A hónapok közötti dinamikus kapcsolatot a tárolási tevékenység (csak azt lehet kitárolni, ami korábban betárolásra került) és a hosszú távú take-or-pay szerződések szállítási korlátai teremtik meg.

## 5.1. Piaci szereplők

A modellben négyféle ténylegesen döntést hozó piaci szereplő van: fogyasztók, termelők, az importszerződések tulajdonosai és kereskedők.

A fogyasztókat minden modellezett piacon egy keresleti függvény reprezentálja. A helyi kereslet a helyi piaci ár és a helyi fogyasztás<sup>2</sup> közötti kapcsolatot írja le. A modellben minden egyes helyi piacra – vagyis minden egyes modellezett országra – minden hónapban külön-külön keresleti függvény határozható meg. A kereslet leírására lineáris függvényformát használ-

<sup>2</sup>A modellben minden mennyiséget energia egységben mérünk.

lunk. Mivel a gázfogyasztás negatívan reagál a gázárak emelkedésére, a lineáris gázkeresleti függvények a modellben negatív meredekségűek. Minden keresleti függvénynek egy pontját adjuk meg (amelyet az adott piac adott gázkereslete, illetve a referenciaár határoz meg), illetve az adott pontban a rugalmasság<sup>3</sup> értékét. A helyi keresletre vonatkozó linearitási és árrugalmassági feltevéseknek köszönhetően a modellnek mindig van megoldása, vagyis mindig létezik a helyi áraknak egy olyan kombinációja, ami az összes helyi piacon egyensúlyhoz vezet.

A külső piacok és importforrások árait exogén módon (input adatként) alapítjuk meg, ami azt az implicit feltevést hordozza, hogy e külső piacok/források árainak alakulása független a modellezett országok gázpiacán végbemenő folyamatoktól. A külső árakra vonatkozó feltevések ugyanakkor jelentősen befolyásolják a szimulációk eredményeit, köztük a modellezett országok és a külső piacok közötti áramlások nagyságát és irányát.

A helyi piaci ár és a helyi termelők (gázmezők) által ezen az áron piacra vitt gáz mennyisége közötti kapcsolatot írja le a helyi kínálat. A modellben azt feltételezzük, hogy a kitermelés határköltsége minden termelő esetében konstans, vagy lineárisan növekvő. A helyi termelők kínálatát a kitermelés havi nagyságára vonatkozó minimum és maximum mennyiségek, valamint az éves maximum kitermelési mennyiségek korlátozzák. Az éves kitermelési kapacitás korlátozása eredményezi a modellben a termelés szezonális ingadozását, mivel a szűkös kapacitások abban az időszakban kerülnek inkább kihasználásra, amikor az árviszonyok alakulása alapján az a leginkább profitábilis. A modellben minden helyi piacra tetszőleges számú termelő egységet definiálhatunk. Több termelő esetén a helyi piac kínálata egy lépcsőzetesen emelkedő lineáris függvény lesz, ahol minden egyes 'lépcsőfok' egy-egy termelőegység rövidtávú határköltségét reprezentálja. Mivel a helyi kitermelés egy adott országban általában a legolcsóbb gázforrás, így nem lesz a piacon ármeghatározó, vagyis a határköltség szintje – amennyiben kellően alacsony<sup>4</sup> – nem befolyásolja az eredményeket.

A hosszú távú szerződések tulajdonosai a külső piacokkal (pl. Oroszország, Norvégia, Algéria, LNG piacok) kötött hosszú távú TOP (take-or-pay) szerződéseket birtokolják. Az LTC-k éves és havi minimum és maximum átvételi kötelezettségeket, havi átvételi árakat, illetve az elmaradt átvételt

<sup>3</sup>Mivel a rugalmasság értékére vonatkozóan nem rendelkezünk pontos információval, így azt általában kalibrációs célokra használjuk. A disszertációban bemutatott esetekben ennek értékét 0.04-nek feltételeztük.

<sup>4</sup>A modellezés során 10 €/MWh becsült értéket használunk.

szankcionáló büntetési díjakat tartalmaznak. Az éves minimum és maximum, valamint a havi maximum 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. Két piac között több LTC-szerződés is megadható a modellben. A szerződések szállítási útvonalát – a forrástól a célországig vezető határkeresztező csővezetékek halmazát – input adatként kell megadni. A modell megengedi, hogy a szállítás előre meghatározott mennyiségi arányok szerint több egymással párhuzamos útvonalon valósuljon meg. A csővezetékes szerződések mellett az LNG-kereskedelem nagyon jelentős hányada is hosszú távú szerződések keretében zajlik. A modellben az LNG-szerződéseket a csővezetési gázértékesítési szerződésekhez hasonló módon definiáljuk. Minden szerződéshez havi és éves minimum és maximum átvételi mennyiségeket és egy szerződéses árat rendelünk.

A kereskedők modellbeli funkciója, hogy időben a tárolók használatával, térben pedig a vezetékes és LNG infrastruktúra segítségével mozgatják a gázt spot kereskedelem révén. Ha két nemzeti piac árai között a különbség nagyobb, mint a két piacot összekötő interkonnektor vezetékhassználati díja (LNG esetében a szállítási díjakat is figyelembe véve), akkor szállítások indulnak az alacsonyabb árazású piacról a magasabb árazású piac irányába. A két piac közötti spot-kereskedelem addig folytatódik, ameddig az árkülönbség le nem esik a vezetékhassználati (szállítási) díj szintjére vagy a csővezeték kapacitása ki nem merül.

Bármely csővezetéken illetve LNG útvonalon a fizikai áramlás nagysága a rajta folyó szerződéses (hosszú távú) és spot szállítások összegével egyenlő. Ha az adott viszonylaton engedélyezett a virtuális ellenirányú szállítás (backhaul), akkor a spot-szállítások akár a szerződéses szállítással ellentétes irányúak is lehetnek. Természetesen az ellentétes irányú virtuális szállítások volumene sohasem haladhatja meg a szerződéses szállítás volumenét.

## **5.2. Infrastruktúra**

### **5.2.1. Szállítási infrastruktúra**

A szállítási infrastruktúra határkeresztező vezetékekből és LNG útvonalakból áll. A modellezési logikát tekintve ezek hasonlóan működnek. Minden egyes

összeköttetésnek van egy maximális szállítási kapacitása. A határkeresztező vezetékekhez belépési és kilépési tarifák, az LNG összeköttetésekhez szállítási költségek, újragázosítási költségek és a hálózatba való betáplálási költségek tartoznak.

Formálisan, a fizikai áramlás egy adott infrastruktúra elemen a következő:

$$x_f^s = t_f^s - b_f^s + \sum_c \Omega_{fc}^s \cdot (d_c^s + D_c^s) \quad (5.1)$$

ahol  $f$  az infrastruktúrát,  $s$  az időszakot (hónap),  $c$  pedig a hosszú távú szerződések jelöli.  $t_f^s$  a rövid távú (spot) kereskedelem,  $b_f^s$  a backhaul szállítások mennyisége az  $f$  infrastruktúrán.  $d_c^s + D_c^s$  a  $c$  szerződés keretében szállított teljes gázmennyiség,  $\Omega_{fc}^s$  pedig megadja,  $c$  szerződés mekkora részét szállítják az  $f$  infrastruktúrán az  $s$  időszakban.

### Az LNG piacok modellbeli logikája

A modellben a cseppfolyósított földgáz (LNG) árak ugyanúgy exogén értékek, mint az Európát kiszolgáló nagy csővezetéki szállítók (Oroszország, Norvégia, Algéria, Líbia) exportárai. Az LNG-árakat (csakúgy mint a csővezetéki exportárakat) havi bontásban, inputadatként adjuk meg a modellnek. Az LNG-exportőrök árai valójában származtatott értékek, amelyeket az előrejelzett Japán spot LNG-ár alapján határozzunk meg. E számítás módszertanát és elvi alapjait mutatjuk be a következőkben.

A globális LNG-piacon az LNG-exportőrök értékesítési lehetőségeit nagy általánosságban a felvevőpiacokon uralkodó árak és az egyes piacoktól való szállítási távolságok határozzák meg. Az LNG felvevőpiacok közül kiemelkedik az ázsiai térség (és ezen belül Japán), amely méreténél fogva kulcsszerepet játszik a globális LNG-piaci folyamatok alakításában. Az LNG-kínálat helyzetét az Ázsián kívüli felvevőpiacokon rövidtávon egyértelműen az ázsiai kereslet alakulása határozza meg. Némi leegyszerűsítéssel, ha az ázsiai kereslet csökken, akkor Európa olcsóbban, ha az ázsiai kereslet nő, akkor drágábban juthat cseppfolyós gázhoz. Nézzük meg mindezt egy LNG-exportőr döntési helyzetének elemzésén keresztül is!

Vizsgáljuk meg például, hogy Nigéria mekkora áron hajlandó LNG-t exportálni Európába, ha a cseppfolyós gáz felvásárlási ára Japánban 27 €/MWh. A cseppfolyós gáz Nigériából Japánba történő szállítása kb. 9,3 €/MWh-ba kerül. A japán exporton a szállítási költségek levonása után Nigéria tehát 17,7 €/MWh-ás ún. netback árat realizálhat. Európa szempont-



jából ezt az árszintet tekinthetjük a nigériai cseppfolyós gáz eladási árának. Más szóval, az európai vásárlóknak minimálisan ezt az árat kell a szállítási költségeken felül megfizetnie ahhoz, hogy Nigéria ne Japánnak, hanem az európai felhasználóknak értékesítse szabad LNG-készleteit. Ha egynél több olyan európai ország van, amelynek vonatkozásában az LNG-szállítás kereskedelmi feltételei kedvezőbbek a japán piacon való értékesítésnél, akkor a nigériai exportőr ezek közül elsőként a legmagasabb netback árat eredményező piacot kezdi el kiszolgálni. (Az egyes európai piacok relatív előnyét az uralkodó árszintek és az egyes piacokra való szállítás költségei együttesen döntenek el.) Mivel az európai országok nagykereskedelmi gázárak a modellben endogén, azaz a keresleti és kínálati viszonyok függvényében alakuló változók, a kontinensre érkező LNG szállítások hatására csökkenésnek indulhatnak. A modellben Nigéria ezért természetesen csak addig növeli az európai LNG szállításait, ameddig az azon realizált netback árak nem süllyednek a Japán szállítás netback ára alá.

### 5.2.2. Tárolás

A földgáztárolók kiegyenlítő szerepet töltenek be a legtöbbször gyakorlatilag zsinórban 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 kapacitás-lekötési díjat, ezt a költségelemet a betárolási díjban vesszük figyelembe. A modellben a reálkamatlábbal diszkontáljuk a pénzáramlásokat, ezáltal figyelembe vesszük a letárolt 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 évközben ne süllyedjen nulla alá, ne haladja meg a tároló mobilgáz-kapacitását, és hogy év végére legalább az előre specifikált zárókészlet nagyságával legyen egyenlő.

### 5.2.3. Döntési változók

A termelők meghatározzák a kitermelés szintjét ( $e_p^s$ ), a hosszú távú szerződések tulajdonosai azt, hogy mekkora mennyiséget vesznek át a szerződésekből a havi minimumok alatt ( $d_c^s$ ), illetve afölött ( $D_c^s$ ), a kereskedők pedig arról döntenek, hogy mekkora a spot kereskedés ( $t_f^s$ ), illetve a backhaul ( $b_f^s$ ) mennyisége egy adott infrastruktúrán, valamint hogy mekkora mennyiséget tárolnak be ( $i_g^s$ ), illetve ki ( $w_g^s$ ) (ahol  $p$  a termelők,  $g$  pedig a tárolók indexei). A fogyasztók által meghatározott fogyasztás a többi döntési változó segítségével számolható ki a következőképpen:

$$Q_m^s = \sum_p \Pi_{mp} \cdot e_p^s + \sum_f \Phi_{mf} \cdot x_f^s + \sum_g \Gamma_{mg} \cdot (w_g^s - i_g^s) \quad (5.2)$$

ahol  $m$  a piacok indexei,  $\Pi_{mp}$  és  $\Gamma_{mg}$  pedig olyan  $0-1$  paraméterek, amelyek megadják, hogy  $p$  termelő és  $g$  tároló jelen vannak-e az  $m$  piacon.  $\Phi_{mf}$  szintén egy indikátor:  $1$ -el egyenlő, ha  $m$  piac  $f$  infrastruktúra célpiaca,  $-1$  ha a forráspiac és  $0$  különben.

### 5.2.4. Egyensúly

Ahogy az korábban már említettük, az EGMM modell kritikus feltevése, hogy a termelők, az importőrök és a kereskedők is árelfogadók. Ebből következően az egyensúlyban minden arbitrázs lehetőséget kihasználnak mind térben, mind pedig időben egészen addig, ameddig a tároló és szállítói infrastruktúra kapacitások, valamint a szerződéses feltételek engedik. Mindezek miatt a versenyzői egyensúly hatékony kimenetet biztosít, így meghatározható egy korlátos jólétmaximalizáló feladat segítségével a következő többidőszakos célfüggvény mellett:

$$W = \sum_s \beta^s \left\{ \sum_m \left[ \int_0^{Q_m^s} P_m^s(Q) dQ \right] - \sum_p C e_p^s \cdot e_p^s - \sum_g C i_g^s \cdot i_g^s - \sum_g C w_g^s \cdot w_g^s - \sum_f C t_f^s \cdot \left[ \sum_c \Omega_{fc}^s \cdot (d_c^s + D_c^s) + t_f^s \right] - \sum_f C b_f^s \cdot b_f^s - \sum_f P t_f^s \cdot (t_f^s - b_f^s) - \sum_c P d_c^s \cdot d_c^s - \sum_c P D_c^s \cdot D_c^s \right\} \quad (5.3)$$

A fenti célfüggvényben,  $\beta$  a hónapok közötti diszkont faktor,  $P_m^s(Q)$  a lineáris inverz keresleti függvény az  $m$  piacon  $s$  időszakban, az integrál tag pedig a fogyasztói többlet.

A költségoldalon,  $Ce_p^s$  a helyi kitermelés határköltsége.  $Ci_g^s$  és  $Cw_g^s$  a betárolás és kitárolás díját jelölik.  $Ct_f^s$  a szállítási költség  $f$  infrastruktúrán az alapértelmezett irányban, míg  $Cb_f^s$  a backhaul szállítások díja. Amennyiben  $f$  infrastruktúra egy külső piacról indul (vagy ott végződik), akkor  $Pt_f^s$  (vagy a  $-1$ -szerese) az adott külső piac exogén módon adott ára. Így tehát  $\sum_f Pt_f^s \cdot (t_f^s - b_f^s)$  a külső piacokról származó nettó spot import teljes költsége. Végezetül,  $Pd_c^s$  és  $PD_c^s$  a hosszú távú szerződések határárai a minimum havi top mennyiség alatt, illetve felett.

A fenti célfüggvény folytonos és gyengén konkáv egy nem üres, zárt és konvex értelmezési tartományon, ami biztosítja az egyensúly létezését. Az egyensúly megtalálásához a feltételes optimalizációs feladat elsőrendű, lineáris komplementaritási feltételeit kell megoldani, amihez a modell sztenderd pivot módszereket használ Gabriel és szerzőtársai (2005) alapján.<sup>5</sup>

### 5.2.5. A jólét meghatározása

A fenti célfüggvényben (5.3) a tárolói és szállítói tarifákra úgy tekintettünk, mint ezen tevékenységek határköltségeire, mivel a döntéshozók ezzel a költséggel szembesülnek. Valójában ugyanakkor ezek a tarifák általában meghaladják a tevékenység valós határköltségét, hogy egy bizonyos szintű megtérülést eredményezzenek az infrastruktúra üzemeltetői számára.

Ennek megfelelően az *ex post* jólétszámítások során korrigáljuk a fenti célfüggvényt: az egyensúlyban kapott célfüggvény-értékhez hozzáadjuk a rendszerirányítók és a tároló üzemeltetők működési profitját, a kiadásokat pedig megnöveljük az hosszú távú szerződések átvételi kötelezettségeiből fakadó fix költséggel. A korrigált jólét így a következőképpen alakul:

$$\begin{aligned} \hat{W} = W + \sum_s \beta^s \{ & \sum_g (Ci_g^s - \hat{Ci}_g^s) \cdot i_g^s + \sum_g (Cw_g^s - \hat{Cw}_g^s) \cdot w_g^s \\ & + \sum_f (Ct_f^s - \hat{Ct}_f^s) \cdot [\sum_c \Omega_{fc}^s \cdot (d_c^s + D_c^s) + t_f^s] \\ & + \sum_f (Cb_f^s - \hat{Cb}_f^s) \cdot b_f^s + \sum_c (PD_c^s - Pd_c^s) \cdot Kd_c^s \} \end{aligned} \quad (5.4)$$

ahol  $\hat{Ci}_g^s$ ,  $\hat{Cw}_g^s$ ,  $\hat{Ct}_f^s$  és  $\hat{Cb}_f^s$  a betárolás, kitárolás, spot kereskedelem és backhaul szállítás (konstans) határköltsége.  $Kd_c^s$  a minimum havi átvételi kötelezettség,  $(PD_c^s - Pd_c^s) \cdot Kd_c^s$  pedig a hosszú távú szerződés ebből fakadó

<sup>5</sup>A komplementaritási feltételek elérhetőek a következő linken: <http://andraskiss.com/wp-content/uploads/egmm.pdf>

fix költség komponense. A disszertációban bemutatott jólét értékek ezt a korrigált jólét megközelítést tükrözik, vagyis minden piaci szereplő jólétét figyelembe vesszük.

A társadalmi jólétnek a fentiek alapján a következő komponenseit különböztetjük meg:

- fogyasztói többlet
- termelői többlet
- a hosszú távú szerződések tulajdonosainak profitja <sup>6</sup>
- a kereskedők tárolásból származó profitja
- a tároló működtetők profitja
- a rendszerirányítók határkeresztező aukciókból származó profitja szükséglet esetén
- a rendszerirányítók határkeresztező szállításokból származó működési profitja
- az LNG terminál működtetők aukciókból származó profitja szükséglet esetén
- az LNG terminál működtetők működési profitja

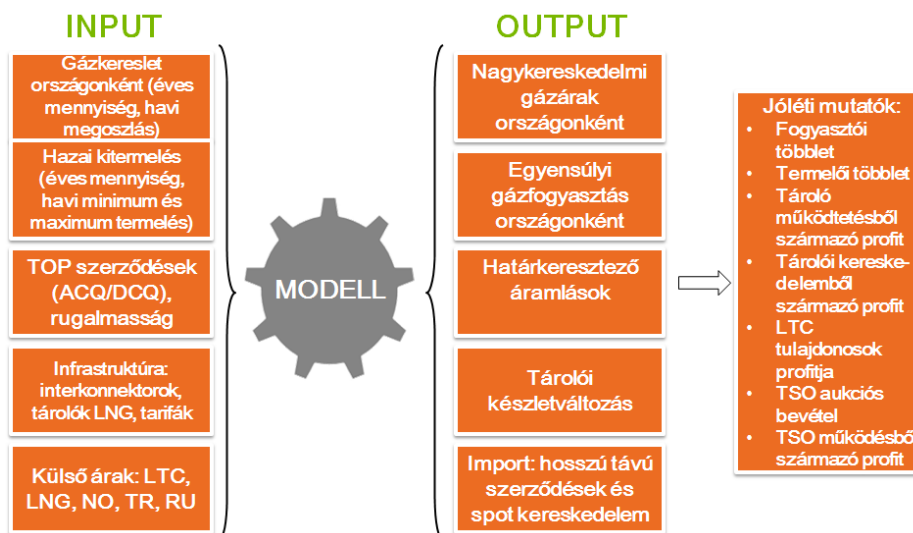
A modell legfontosabb inputjait és outputjait a az 5.2. ábra foglalja össze.

Minden fenti jóléti komponenst országok szerint határozzuk meg. Az első 5 jóléti elem esetében az országonkénti bontás egyértelműen meghatározható. A határkeresztező vezetéseken a szállításból származó bevétel az entry és exit díjak arányában oszlik meg, az aukciós bevételt pedig fele-fele arányban osztják meg a szomszédos rendszerirányítók. Az LNG-vel kapcsolatos profit azon a piacon jelenik meg, amelyben a fogadó terminál van.

Fontos megjegyezni, hogy a fenti országonkénti bontás alkalmazása virtuális piaci szereplők jelenlétét feltételezi, akik az adott országok akár több piaci szereplőjének nevében a modellezés során egységesen lépnek fel. Ez a

---

<sup>6</sup>Ezalatt azt a profitot értjük, amelyet az importőr tud elérni azáltal, hogy a szerződés keretében átvett gázt értékesíti a nagykereskedelmi piacokon. Mivel a szerződéses árakat adottnak feltételezzük, Oroszország a modell szempontjából külső piac, így a Gazprom profitja nem része a modellnek, és a jólétnek sem. Ez a profit ugyanakkor a modell outputjai segítségével közelíthető, ahogyan azt a disszertáció 8. fejezetében bemutatom.



5.2. ábra. A modell legfontosabb inputjai és outputjai

*Forrás: REKK, 2015*

feltételezés, mivel a vizsgált európai nagykereskedelmi gázpiacokon számos multinacionális vállalat tevékenykedik, amelyek a több országból származó profitjuk maximalizálásában érdekeltek, eltérítheti a kapott eredményeket a valóságtól.

A modellben használt legfontosabb inputadatokat és azok forrásait a Függelék tartalmazza.

A REKK gázpiaci modellező csapatának tagjaként jelentős szerepet vállaltok a modell inputadatokkal való feltöltésében, illetve azok folyamatos frissítésében.

A disszertációban szereplő elemzések kiindulópontjaként szolgáló referenciaszcenário kalibrálásához különböző inputkombinációkat feltételezve szimulációkat végeztem, hogy meghatározzam, hogy mely inputparaméter együttállások (elsősorban külső árak és a keresleti függvény paraméterei) eredményezik a valósághoz legközelebbi áramlás, illetve áradatokat a vizsgált 2015-ös időszakra vonatkozóan. Ezek ellenőrzéséhez az egyes rendszerirányítók által publikált áramlás adatokat, illetve a DG Energy által publikált áradatokat használtam fel (DG ENERGY (2015)).

A későbbi elemzésekben részletezett modell-szimulációkat, az egyes kérdések

vizsgálatához szükséges modellbeli feltételezések megváltoztatását (például a 7. fejezet esetében a hosszú távú szerződések útvonalának megváltoztatását, így a szállítási költségek korrigálását), és a modell eredményeire épülő mutatószámok kiszámítását minden esetben magam végeztem el.

## 6. fejezet

# Néhány szabályozói eszköz ellátásbiztonsági hatása Kelet-Közép-Európában az ukrán válság kapcsán

### 6.1. Bevezetés

A 2009-es ukrán válság kapcsán sokan vizsgálták (lásd például Pirani és szerzőtársai (2009), IEA (2010 és 2014), EU (2010 és 2014)) az Európai Unió és különösen az orosz gáz kínálat bizonytalanságainak leginkább kitett kelet-európai országok ellátásbiztonságát. A jelen fejezetben szereplő elemzések a probléma tárgyalását piacmodellezési forgatókönyvek vizsgálatával kívánják kiegészíteni. Ennek során azt vizsgáljuk, hogy különböző szabályozói eszközök hogyan képesek enyhíteni egy-egy ellátásbiztonsági válság negatív hatásait rövid és hosszú távú válság-forgatókönyvek esetén.<sup>1</sup>

A fejezet első fele röviden áttekinti az európai gázpiac ellátásbiztonsági helyzetét valamint a biztonságjavító legfontosabb intézkedéseket. Rövid szakirodalmi és módszertani bevezetést követően a fejezet második, elemző része néhány konkrét szabályozási lépés rövid távú ellátásbiztonsági hatását vizsgálja. Ahogyan azt korábban láthattuk, a gázinfrastruktúrához kapcsolódó hosszú távú szerződések sajátossága, hogy gátolják az egységes európai piacon folyó gázkereskedelmet azáltal, hogy nem használt kapacitásokat fog-

---

<sup>1</sup>Ez a fejezet a Verseny és szabályozás 2014 kötetben megjelent, Takácsné Tóth Borbálával közösen írt azonos című tanulmányra épül

lálnak le a szállítóhálózaton. Szabályozási eszközökkel ugyanakkor a meglévő infrastruktúra kapacitásai felszabadíthatók rövid távú (spot) kereskedelmi célokra. Elemzésünkben egy-egy konkrét példán mutatjuk be ezeknek a szabályozási eszközöknek az ellátásbiztonsági hatását.

Az összehasonlítás alapjául szolgáló (referencia-) forgatókönyv bemutatása után első lépésben egy tisztán szabályozási beavatkozást igénylő eszköznek, a rövid távú (spot) kereskedelem engedélyezésének hatását vizsgáljuk, ami azáltal teszi lehetővé a piac választ az ellátásbiztonsági válsághelyzetre, hogy feloldja a kapacitáskihasználást korlátozó, szerződések okozta mesterséges szűkületeket. A konkrét modellezési forgatókönyvben azt vizsgáljuk, hogy milyen hatása lenne, ha a Transz-Balkán vezeték<sup>2</sup> kapacitásait nemcsak a Gazprom használná, hanem a fennmaradó – a hosszú távú szerződések keretében történő gázszállításra nem használt – kapacitásokat azonnali kereskedésben is értékesíteni lehetne. Ezt követően a Transz-Adriai gázvezeték (Trans-Adriatic Pipeline, TAP) példáján keresztül bemutatjuk, hogy milyen ellátásbiztonság-növelő hatása van annak, ha a szabályozó előírja, hogy lehetővé kell tenni a fizikai áramlással ellentétes irányú virtuális (backhaul) szállítást. Harmadik lépésben a meglévő infrastruktúra fizikai kétirányúvá alakításának hatását vizsgáljuk. A 2009-es ukrán gázválság egyik fontos tapasztalata volt, hogy a kétirányúvá tételt szolgáló beruházások néhány hét alatt kis költségráfordítással megvalósíthatók. A 994/2010 EU-rendelet kötelezővé tette az EU-EU határokon a vezetékek fizikai kétirányúvá alakítását (EU (2010)). Megvizsgáljuk, hogy milyen hatása lenne a közép-kelet-európai régió uniós határain jelenleg meglévő egyirányú vezetékek kétirányúvá tételének.

A fenti szabályozói eszközök mindegyike tulajdonképpen azt a célt szolgálja, hogy a meglévő infrastruktúra hatékonyabban kihasználható legyen, ezáltal növekedjen a különböző árú országok közötti gázáramlás lehetséges szintje. Fontos megjegyezni, hogy bár ezek az intézkedések a hatékony kereskedelem növelése révén normál (válság nélküli) helyzetben is jólétnövelő hatással bírnak, jelen fejezetben kizárólag ellátásbiztonsági válság körülmények között vizsgáljuk ezek hatásait.

Speciálisan magyar ellátásbiztonsági eszköz a stratégiai gáztároló létesítmény, amelynek készleteit közvetlen miniszteri beavatkozással lehet felszabadítani. Minden általunk bemutatott forgatókönyvben megvizsgáljuk a

---

<sup>2</sup>Ez a vezeték szállítja az orosz gázt Ukrajnán át Románián és Bulgárián át Törökországba.



forráskorlátozás hatását a stratégiai készlet felszabadításával és anélkül.

## **6.2. Háttér**

### **6.2.1. Gázpiaci ellátásbiztonság Európában**

Az első fejezetben bemutattuk, hogy az Európai Unió gázfogyasztásának jelentős részét (nagyjából 70%-át) teszi ki az Oroszországból érkező import. Az orosz földgáz jelenleg kizárólag csővezetéken érkezik Európába, és míg a nyugat-európai piacokon versenyezni kényszerül más forrásokkal, Kelet-Közép-Európa és a Balkán, valamint a balti államok jelentős mértékben támaszkodnak az orosz forrásra, bizonyos esetekben teljes mértékben ettől függenek. Az orosz gáztól való ilyen mértékű függőség különösen ellátásbiztonsági szempontból kritikus. Amennyiben ugyanis az orosz gázszállítások valamilyen okból (pl. egy ukrán-orosz gázvita következtében) szünetelnek, egyes országokban jelentős hiány alakulna ki. A vizsgált szabályozói eszközök megvalósulása – bár normál körülmények között is jólétnövelő hatással bír – különösen ilyen helyzetekben kritikus, ezért elemezzük ezek hatását ellátásbiztonsági scenáriókat feltételezve.

Az orosz gáztól való függés mértékét és az orosz szállító megbízhatóságának problémáját a 2006-ban, majd a 2009-ben súlyosabb mértékben megismétlődő, majd 2014/2015 telén is fenyegető ukrán-orosz gázárviták miatti ellátásbiztonsági válságok erőteljesen érzékeltették. Az is világossá vált, hogy az Ukrajnán keresztül érkező orosz gázszállítások ellátásbiztonsági szempontból a leginkább kritikusak.

### **Ellátásbiztonsági intézkedések**

Az országok energiamérlege és a fogyasztási különbségek miatt a földgáz-ellátásbiztonság más hangsúlyt kap Finnországban – ahol a bruttó energiafogyasztás 10 százaléka alatti a gázfelhasználás, és ezt is olyan erőművekben égetik el, amik 100 százalékan képesek tüzelőanyag-váltásra – vagy Szlovákiában, ahol egy fogyasztáskorlátozás könnyen háztartási fogyasztókat is érinthetne. Magyarországon a gázfogyasztás 20 százaléka származik hazai kitermelésből, míg a többi importból, többségében az Oroszországgal kötött hosszú távú ellátási szerződésből származik. Magyarország ellátásbiztonsági kitettségét fokozza, hogy a hazai hőpiacon a lakossági fogyasztók 79 százaléka saját gázkazánnal vagy gázalapú távfűtéssel oldja meg a fűtést (Eurostat

(2013)). A háztartási fogyasztók különösen védendő fogyasztónak számítanak, így a 2009-es, Magyarországon fogyasztáskorlátozáshoz is vezető gázválságot követően az ellátásbiztonság javítására stratégiai gáztároló épült Szőregen, és új határkeresztező vezetékek épültek Horvátország, Románia és 2015 nyarától már Szlovákia felé is.

Az ellátásbiztonság növelése ugyanakkor minden orosz gázt vásárló európai országban napirendre került. Az ellátásbiztonsági intézkedések két nagy csoportra bonthatók, keresleti és kínálati oldali eszközökre. Mindkét csoporton belül találhatóak rövid távon (azonnal vagy maximum egy éven belül) megvalósítható és hosszú távú alkalmazkodást jelentő eszközök.

A kereslet oldali alkalmazkodás a gázfogyasztás csökkentésével történhet. Közép- és hosszú távon a gázfogyasztás csökkenthető az energiahatékonyság növelésével, ami az épületek szigetelésétől az ipari fogyasztók energiahatékonyabb technológiai rendszerekre való áttéréséig sokféle módon megvalósulhat. Az energiahatékonyságba történő beruházások általában piaci alapon megtérülnek, de állami eszközökkel, célzott programokkal ösztönözni is lehet őket. A gázfogyasztást csökkenti a gáz árának növekedése is, ami rövid távon takarékoskodást jelent (tipikusan a hőfokszabályozó alacsonyabbra tekerését), de közép- és hosszú távon javítja az energiahatékonysági beruházások és tüzelőanyag-váltások (tipikusan a megújuló energiaforrásokba való beruházások) megtérülését is. Éppen ezért a gázártámogatások kivezetése is növelheti az ellátásbiztonságot. Rövid távon azonban a lakossági és ipari gázkereslet meglehetősen rugalmatlan, éppen ezért válsághelyzet kezelésére a fogyasztáskorlátozás a lehetséges eszközök ragsorában csak az utolsók között szerepelhet.

A kereslet oldali alkalmazkodás leginkább az erőművi szektorban jellemző. A gáztüzelésű erőművek egy része számára Magyarországon is előírás az olajkészletek tárolása, elsősorban azon erőműveknél, amelyek lakossági hőszolgáltatást is nyújtanak. Az olaj égetése azonban drágább és környezeti szempontból is szennyezőbb módja a villamosenergia- és hőtermelésnek, mint a gázalapú termelés, ezért az olajra történő tüzelőanyag váltás tipikusan átmeneti megoldásként, vészhelyzeti tartalékként szolgál.

Kínálati oldalon hosszú távon a forrás- és útvonal-diverzifikáció teremti meg az ellátásbiztonságot. Az Európai Unió legalább három különböző gázforrás elérhetőségét tartja kívánatosnak. Az ellátásbiztonsági szempontból legmegbízhatóbb forrás a hazai kitermelés. A források növelése közé sorolható ezért a saját kitermelés növelése (palagáz vagy offshore (tenger alatti)

gázlelőhelyek kutatásának ösztönzése, illetve a konvencionális kitermelés növelése) is. A technológia fejlődésével az ismert, de jelenleg gazdaságosan nem kitermelhető mezők is termelésbe vonhatók válhatnak. Nagyobb technológiai áttörés nélkül Európa csökkenő gáztermelése mellett a földgázimport-függőség a 2015-ös 66 százalékról 2030-ig 73 százalékra nő az Európai Bizottság referencia-forgatókönyvének előrejelzése szerint (EU (2014)). Az importforrások kínálata a nagyobb mennyiséget kitermelő országok kis száma miatt meglehetősen korlátozott. Európa hagyományos szállítói Oroszország, Norvégia és Algéria. A legutóbbi évtizedekben az európai piacokon is megjelent a hajón szállított cseppfolyósított földgáz. Az ehhez való hozzáférés a kitermelő országok növekvő száma miatt nem csupán jobb ellátásbiztonságot, de egyre versenyzőbb piacot is jelent. A tengerparttal nem rendelkező országoknál a több irányból érkező csővezetékes szállítás jelenthet megoldást, ami minél több forráshoz való hozzáférést tesz lehetővé. Az Európai Unió stratégiai céljai között szerepel egy déli gázfolyosó kialakítása is, amely a közel-keleti gázforrásokat tenné Európa számára csővezetéken elérhetővé. Az egy domináns forrásból vásárló és kockázatos országokon keresztül szállított országok számára (mint például Magyarország) a tranzitkockázat csökkentésére az alternatív szállítási útvonalak kiépítése is hatékony eszköz lehet.<sup>3</sup>

Kínálati oldalon a rövid távú ellátásbiztonságot elsősorban készletek felhalmozása jelenti. A gáz tárolása a szezonális fogyasztási jelleg miatt is szükséges, de válsághelyzetben a hiány pótlására leggyorsabban a tárolói készletek a mozgósíthatók. Magyarország tárolóval igen jól ellátott, közel egyévi gázimportját képes lenne földalatti tárolóban elhelyezni. A vészhelyzeti készletek speciális példája a magyar stratégiai tároló, amely elsősorban ellátásbiztonsági célokat szolgál.

A kínálati oldal forrásainak az ellátásbiztonsági válsághelyzetben forráshiányos fogyasztókhoz való eljuttatását a meglévő cseppfolyósított földgáz és csővezetékes infrastruktúra jobb kihasználása és a vezeték nagyon rövid távon – akár néhány hét alatt – viszonylag alacsony költséggel megvalósítható kétirányúvá alakítása jelenti. A tanulmány a továbbiakban ezeket a kínálati oldali rövid távú ellátásbiztonsági eszközöket vizsgálja.

---

<sup>3</sup>Erre példa a 2009-es gázválság után 2011-ben átadott Északi Áramlat vezeték, amely a korábbi német szállítások fő útvonalát (Ukrajna-Szlovákia-Csehország) egy tenger alatti közvetlen orosz-német vezetékkel váltotta fel.

## Akadályok a meglévő infrastruktúra jobb kihasználtsága előtt

Korábban már bemutattuk, hogy az úgynevezett szállíts vagy fizess (ship-or-pay) típusú szerződések következtében előálló szerződéses szűkületek, amikor a kapacitások hosszú távon le vannak kötve, de a fizikai áramlások jelentősen elmaradnak a lekötéstől, hogyan korlátozzák a meglévő infrastruktúra hatékony használatát. Az általunk vizsgált kelet-közép-európai térségben a szállíts vagy fizess szerződések problémájára a Transz-Balkán vezetéken kötött szerződések nyújtják az iskolapéldát. A Transz-Balkán gázvezeték szállítja az orosz gázt Ukrajnából Románián és Bulgárián át Törökországba, illetve egy bulgáriai leágazáson keresztül Macedóniába és Görögországba. Jelenleg a Gazprom hosszú távú szállítási szerződése megakadályozza azt, hogy ezen a vezetéken Románia a saját kitermelésű gázt Bulgáriába szállítsa. Az első modellezési forgatókönyvünk azt vizsgálja, hogy mennyiben nő Kelet-Közép-Európa és a Balkán ellátásbiztonsága az azonnali kereskedelmi szállítások lehetővé tételével.

A hosszú távú szállítási szerződések természetéből egy másik korábban szintén bemutatott piaci anomália is következik. Ezeknek a szerződéseknek egy fontos tulajdonsága ugyanis, hogy kötelező azokat leszállítani a célországba. Így például egy orosz-német szerződés esetében előfordul az a közgazdasági intuíciónak ellentmondó jelenség, hogy a gáz a drágább kelet-európai országokból az olcsóbb nyugat-európai országokba áramlik. Ebben az esetben, ha lehetőség lenne az adott útvonalon a gáz elkereskedésére, az nyilvánvalóan növelné a piaci hatékonyságot.

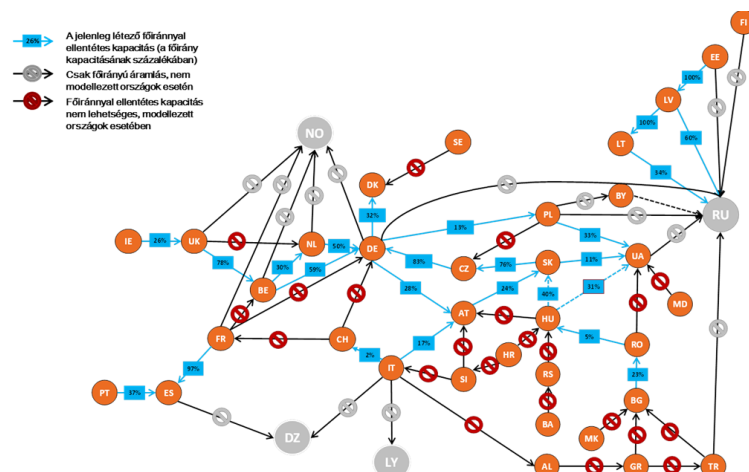
Az európai szabályozók – tanulva a lengyel esetből – az egyetlen nagy engedélyezési fázisba jutott szállítóvezeték-projekt, a Transz-Adriai gázvezeték (TAP) engedélyezése során az infrastruktúra üzemeltetőjének feltételül szabták az ellentétes irányú szállítás kötelező felajánlását (Joint Opinion (2013)). A Transz-Adriai gázvezeték Törökországból szállítja majd az azeri gázt Görögországon és Albánián keresztül Olaszországba. Az ellentétes irányú virtuális szállításokat indokolhatja, hogy az olasz piaci gázár alatta volt a döntés meghozatalakor a görög szerződéses árnak. Mivel itt azeri forrásról van szó, a szerződött gáz ellátásbiztonsági helyzetben való értékesítése az adriai gázvezeték útvonalán az orosz gázszállítás kimaradása esetén nagy jelentőségű. A második modellezési forgatókönyvben azt vizsgáljuk, hogy az ellentétes irányú virtuális szállítások engedélyezése mennyiben javítja a közép-kelet-európai régió ellátásbiztonságát.

A 2009. évi ukrán-orosz gázválság okozta szállításkorlátozás idején az egyik legfontosabb tanulság az volt, hogy az egyirányú (kelet-nyugati) csővezetékrendszert a válság idejére, néhány hétig kétirányúvá lehetett alakítani a legfontosabb szakaszokon. Ez a gyakorlatban kompresszorok beépítését jelenti, ezért alacsony költséggel és rövid idő alatt megvalósítható (EU (2010)). Így a forrással rendelkező nyugat-európai gázpiacokról a forráshiányos Kelet-Európába, illetve a korlátozással sújtott Szerbiába és Görögországból Bulgáriába lehetővé vált a szállítás.

Az európai szabályozás (EU (2010)) előírja, hogy a gázvezetéseket a lehető legrövidebb időn belül, de legkésőbb 2013 december 3-ig kötelező kétirányúvá alakítani az Európai Unió tagállamai között. Ez alól a kétirányúsítás alól a rendelet szerint felmentést lehet kapni, amennyiben az ellenirányú áramlást lehetővé tévő kapacitás egyetlen tagállamban vagy régióban sem javítaná jelentősen a gázellátás biztonságát, vagy amennyiben a beruházás költségei jelentős mértékben meghaladnák az ellátás biztonsága tekintetében várható hasznot. A kétirányúsítás kapcsán legnagyobb jelentőségű fejlemény, hogy az Ukrajnába irányuló szállítóvezetéseket a Transz-Balkán kivételével részlegesen képessé tették az Ukrajna felé történő gázszállításra: a Jamal vezeték Lengyelországon át, a Testvériség Szlovákián át képes Ukrajnába szállítani, illetve Magyarország is kínál – egyelőre csak megszakítható módon – kapacitást Ukrajna számára (6.1. ábra).

Ezek a fejlesztések az ukrán ellátásbiztonság és ezzel együtt az Oroszországgal való ártárgyalások szempontjából is döntő jelentőségűek, hiszen a 2014/2015-ös télen Ukrajna az Európából érkező gázzal, a tárolói készletek felhasználásával és kisebb fogyasztáskorlátozásokkal gyakorlatilag megoldotta a téli gázellátását, és csak minimális Oroszország felől érkező importra szorult. A többi határon a kétirányúvá alakítás elhúzódott, illetve részben a rendszerüzemeltetők a fentiek alapján felmentést kértek a végrehajtás alól. A Nemzetközi Energia Ügynökség (IEA) számára készített REKK (2014) tanulmányban bemutattuk, hogy már a 2009 óta megvalósult kétirányúvá alakítások is jelentősen javították az ellátásbiztonságot a közép-kelet-európai régióban. A harmadik modellezési forgatókönyv bemutatja, hogy mekkora javulás lenne elérhető a jelenleg még egyirányú szállítást biztosító vezetékek kétirányúvá tételével.

A rövid távú ellátásbiztonság legfőbb infrastrukturális támasza az európai gáztárolói infrastruktúra. A gázfogyasztás éven belüli szezonális jellege miatt a megnövekedett téli igények kielégítésére azok a gázimportőr országok,



KÉK NYÍL: A jelenleg létező főiránnyal ellentétes kapacitás (a főirány kapacitásának százalékában)

SZÜRKE NYÍL: Csak főirányú áramlás, külső országok esetén

PIROS: Főiránnyal ellentétes kapacitás nem lehetséges, modellezett országok esetében

AL: Albánia, AT: Ausztria, BA: Bosznia-Hercegovina, BE: Belgium, BG: Bulgária, BY: Fehéroroszország, CH: Svájc, CZ: Cseh Köztársaság, DE: Németország, DK: Dánia, DZ: Algéria, EE: Észtország, ES: Spanyolország, FI: Finnország, FR: Franciaország, GR: Görögország, HR: Horvátország, HU: Magyarország, IE: Írország, IS: Izland, IT: Olaszország, LT: Litvánia, LV: Lettország, LY: Líbia, MD: Moldávia, MK: Macedónia, NL: Hollandia, NO: Norvégia, PL: Lengyelország, PT: Portugália, RO: Románia, RS: Szerbia, RU: Oroszország, SE: Svédország, SI: Szlovénia, SK: Szlovákia, TR: Törökország, UA: Ukrajna, UK: Egyesült Királyság

## 6.1. ábra. Kétirányúvá alakítás a meglévő Európai gázhálózaton (2014. június)

Forrás: REKK az ENTSO-G (2014. június) európai gázszállító-hálózati térképe, és az FGSZ Zrt. adatai alapján.

amelyek rendelkeznek a tároló létesítéséhez szükséges földrajzi adottságokkal, saját területükön a rugalmasság biztosítására tárolókat hoztak létre. A mi régióinkban ez tipikusan a kimerült földgázmezők tárolóvá alakítását jelenti. Magyarország a 2009-es gázválságot követően parlamenti konszenzus alapján hozta létre a szőregi biztonsági gáztárolót<sup>4</sup>, amely nem a téli rugalmassági igény kiszolgálását végzi (erre nagy kapacitású kereskedelmi tárolók állnak rendelkezésre), hanem szigorúan ellátásbiztonsági célokat szolgál. A szőregi biztonsági tároló mobilgáz-kapacitása 1200 millió köbméter, azaz ekkora mennyiség készletezésére képes. A napi kitárolási kapacitása 20 millió köbméter; az elmúlt három tél magyar csúcsfogyasztása napi 74, 68 és 52 millió köbméter volt, tehát ez a készlet jelentősen hozzájárulhat válság esetén a kereskedelmi tárolók napi 53 millió köbméteres csúcserőtelű kitárolási kapacitásához.

A magyar stratégiai tároló egy olyan infrastruktúraelem, amely jelenleg

<sup>4</sup>A földgáz biztonsági készletezéséről szóló 2006. évi XXVI. törvény alapján hozták létre, azóta a készlet mértékét számos esetben változtatták, legutóbb a cikkben készült modellezési futtatások lezárása után a készletet 915 millió köbméterre módosították. A futtatások a korábbi 1200 millió köbméteres készlettel számolnak.

nem piaci alapon működik, mivel a felszabadítása miniszteri rendelettel történik, és kijelölt fogyasztóknak oszt ki gázt, amelynek árát is a miniszter határozza meg. Az adminisztratív beavatkozással a jólét-maximalizálás nem feltétlenül valósul meg, hiszen elképzelhető, hogy ugyanez a gázmennyiség a határon túl nagyobb mértékben változtatja meg a jólétet. Az európai ellátásbiztonságra vonatkozóan szolidaritási mechanizmusnak nevezik azt az elvet, amikor a nemzetállami kereteken túllépve, összeurópai együttműködést vár el a tagállamoktól, vagyis a gáz szabad áramlása akkor sem korlátozható – még ellátásbiztonsági válsághelyzet esetén sem –, ha ez a gázforrással rendelkező országban áremelkedéshez vezet. A modellezés során ezért erre az infrastruktúraelemre úgy tekintünk, mintha a hazai kitermelés növekedne Magyarországon, kizárólag ellátásbiztonsági esetben. Nem korlátozzuk a gáz szabad áramlását, és ezzel regionális szinten a jóléti optimumot érjük el.

A később részletezett ellátásbiztonsági forgatókönyveket minden esetben megvizsgáljuk úgy, hogy a szőregi biztonsági készlet nélküli, tisztán piaci alapú alkalmazkodást vizsgáljuk, illetve bemutatjuk, hogy a biztonsági készlet miniszter általi felszabadításával fogyasztói jólét mekkora növekedése (a válság enyhítése) érhető el. Az eredmények értelmezésekor szem előtt kell tartani, hogy ez a hatás csak a magyar stratégiai tároló szabályozásának piackonform módú átalakításával lenne elérhető.

### 6.2.2. Szakirodalmi összefoglaló

A korábbiakban már említett piaci modellek közül többel is vizsgáltak ellátásbiztonsági kérdéseket és végeztek infrastruktúra-tervezést.

Egging és szerzőtársai már 2008-ban vizsgálták gázpiaci modellezés segítségével Európa ellátásbiztonsági kitettségét. Az általuk használt európai gázmodellel arra jutottak, hogy az Ukrajnán keresztüli forrás korlátozása már rövid távon is 20 százalékos átlagos európai árnövekedést jelentene, és a legnagyobb mértékben Magyarországot sújtaná (Egging és szerzőtársai (2008)).

A 2009-es ukrán-orosz gázválság a problémát reflektorfénybe helyezte, és tényszerűen bebizonyosodott a kelet-közép-európai országok és a Balkán kitettsége. A 2009-es januári válság két hete alatt Európa 5 milliárd köbméter gáztól esett el, Ukrajna 2 milliárd köbmétertől. A kieső mennyiség 75 százalékát a tárolók és az európai kitermelés növelése pótolta, míg a fennmaradó részt a cseppfolyósított földgáz fokozottabb felhasználásával, a nem Ukrajnán keresztüli orosz gázszállítások növelésével és kereslet oldali alkalmazkodással

pótolták. A 2009-es események részletes leírását adja Pirani és szerzőtársai (2009), a Nemzetközi Energia Ügynökség (IEA (2010 és 2014)) és az Európai Bizottság (EU (2010 és 2014)). A 2009-es válság modellalapú ex post simulációját Bettzüge és Lochner (2009) valamint Lochner (2011) végezte el. A szerzők arra a következtetésre jutottak, hogy a kétirányúvétel megvalósításával és a piaci alapú mechanizmusok alkalmazásával a döntéshozók a legjobb döntést hozták.

A 2014-es évben Oroszország és Ukrajna között fokozódott a feszültség, a Krím annektálása és a szeparatista fegyveres harcok mellett a 'szokásos' gázárvita odavezetett, hogy 2014 júniusában Oroszország megszüntette a szállítást Ukrajnába, de az Ukrajnán keresztüli tranzitszállítás változatlanul folytatódott. A kiélezett politikai helyzetben az Európai Bizottság stressztesztet készített a nyár folyamán, hogy tisztább képet kapjon és felkészülhessen egy esetleges válsághelyzetre (EC (2014)). Megállapították, hogy az európai gázrendszer 2009 óta a belső hálózati összeköttetések építésével és a tárolói kapacitások fejlesztésével jelentősen javított az ellátásbiztonságán.

A REKK is hasonló eredményekre jutott a 2014-es tél európai ellátásbiztonsági kitettségeinek vizsgálatában (REKK (2014)). Az IEA számára az európai gázrendszer rugalmasságának vizsgálata során modellezte a 2009 óta megvalósult infrastruktúra beruházások és kétirányúvétel alakítások hatását, és arra jutott, hogy egy Ukrajnán keresztüli januári gázkorlátozás a 2009-es infrastruktúrán a 28 EU ország átlagában 6 százalékos áremelkedéssel járna, ami azonban az orosz gáznak kitett EU-országokban – amelyek közé a 2004 óta csatlakozott tagállamokat és Finnországot sorolják – 28 százalékos áremelkedést jelentene. Az azóta megépült infrastruktúra hatására ez az áremelkedés az EU-28 egészében 7 százalék, az új EU-tagállamokban átlagosan 15 százalék. Az eredmények alátámasztották, hogy a szükséges infrastruktúra elemei a megfelelő pontokon épültek meg, hiszen minimális nyugat-európai árnövekedés mellett sikerült a keleti országokban az ellátásbiztonságot jelentősen javítani.

A stresszteszt részeként a Bizottság az ENTSO-G-t bízta meg azzal, hogy modellezze a 2014/2015-ös tél gázellátás-biztonságát. A választott forgatókönyvek közül az első egy egyhavi (januári) gázkieséssel számol, míg egy pesszimistább forgatókönyv alapján egy egész fűtési szezonra, a szeptembertől februárig tartó hat hónapra szimulálta a gázszállítások teljes megszakítását Ukrajnába és az Ukrajnán keresztüli orosz tranzitra, illetve a teljes orosz szállítások leállítását mindkét időtávra. Az ENTSO-G modellje egy kooperatív



és egy nem kooperatív forgatókönyvet is megkülönböztet, ahol a kooperatív forgatókönyv a piaci mechanizmusok szabad működését és a nemzetállami érdekeket követő beavatkozásoktól való tartózkodást jelenti. A modellezési eredmények alapján az Európai Bizottság arra a következtetésre jutott, hogy az ellátásbiztonsági válság hatásai a piaci mechanizmusok engedélyezésével jobban csökkenthetők, mint a nem kooperatív esetben, ezért a kétirányúvétel fontosságát hangsúlyozza, és válsághelyzetek esetére is az adminisztratív nemzetállami beavatkozásoktól való tartózkodásra int.

A Kölni Egyetem TIGER modelljével is becsülték az ellátásbiztonsági válsághelyzetek hatásait. Az Ukrajnán keresztüli forráskorlátozás lehetséges hatásait vizsgálva kiemelték a kétirányúvá alakítások szerepét az ellátásbiztonság javításában, és hangsúlyozták a tárolók fontosságát a rövid távú ellátásbiztonság javításában (Lochner (2011)). Az észak-afrikai szállításkorlátozás hatását vizsgálva, Lochner-Dieckhöfner (2012) bemutatta, hogy az olasz piac válsághelyzetben nagymértékben képes támaszkodni a cseppfolyósított földgáz megnövekvő szállításaira. Holz és szerzőtársai (2014) ugyancsak a TIGER modellt alkalmazva 2014-es infrastruktúra adatokkal vizsgálta egy Ukrajnán keresztüli rövid és hosszú távú szállításkorlátozás hatásait, és arra jutott, hogy a rövid távú, egy hónapos kiesés elsősorban Ukrajnát és néhány kelet európai országot érintene jelentősen, míg az EU csak kisebb áremelkedést szenvedne el. Ugyanakkor egy egész éves válság az EU átlagárak 40 százalékos emelkedését hozná, ami területileg sokkal jobban sújtja az EU kelet-európai tagállamait, mint a nyugatiakat. Korábbi munkáinkban az Európai Gázpiaci modell (European Gas Market Model, EGMM) elődjéül szolgáló Duna Régiós Gázpiaci modellel (DRGMM)<sup>5</sup> vizsgáltuk a kelet-európai és balkáni országok közötti összeköttetések szerepét a piaci integrációban és hatását az árak konvergenciájára (Kaderják és szerzőtársai (2013)). Arra a következtetésre jutottunk, hogy azok a belső piaci összeköttetések, amelyek elősegítik a közép-kelet-európai régió egyoldalú orosz gázkitettségeinek csökkentését, ellátásbiztonsági és normál gázpiaci helyzetben egyaránt növe-

---

<sup>5</sup>A DRGMM-hez képest a jelen cikkben használt EGMM modellben a vizsgált földrajzi terület kibővült egész Európára, és forrásként beépítettük az cseppfolyósított földgáz piacát. A modell a cseppfolyósított földgázra vonatkozó szerződések mellett azonnali kereskedelmi szállításokat is lehetővé tesz az cseppfolyósított földgázt exportálók számára, amelyek a japán árból a szállítási költséggel korrigált áron lépnek be a cseppfolyósított földgázt fogadó terminállal rendelkező országok piacaira. Az EGMM inputadatai annyiban finomodtak a DRGMM-hez képest (lásd Kaderják és szerzőtársai (2013)), hogy a szállítási költségek határpontonként különbözőnek, a ténylegesen publikált szabályozott tarifákat évente frissítjük. A modell működési elve lényegében nem változott.

lik a társadalmi jólétet. A REKK szintén modellezéssel vizsgálta a tárolók szerepét az ellátásbiztonságban (REKK (2013)), amelynek során arra a következtetésre jutott, hogy további tárolóépítés csak Bulgária, Lengyelország és Szerbia esetében lenne indokolt. Az Energy Community 2013-ban először alapozta a PEGI (Projects of Energy Community Interest – az Energia Közösség számára legfontosabb infrastruktúraelemek) kiválasztását modellezésre, és ebben az ellátásbiztonsági hatás számszerűsítésében a DRGMM modellre támaszkodott (KEMA-REKK-EIHP (2013)). A hosszú távú ellátásbiztonság javításában a Bizottság által kiválasztott infrastruktúraelemek, valamint az energiahatékonysági és klímapolitika hatását a kelet-európai országok ellátásbiztonságára vizsgálva – az EGMM használatával (Sartor és szerzőtársai (2014)) –, arra a következtetésre jutottunk, hogy az energiahatékonysági beruházások következtében csökkenő kereslet elsősorban normál körülmények közt jelent kisebb gáz-nagykereskedelmi árcsökkenést, és azt is inkább Nyugat-Európában. Az ellátásbiztonsági válsághelyzetekben a klímapolitikából adódó gázkereslet-csökkenés hatása az ellátásbiztonságra elhanyagolható, míg a Bizottság energiastratégiájában (EU (2014)) megjelölt határkeresztező vezetékek és a cseppfolyósított földgázfelhasználáshoz szükséges infrastruktúra kiépülésének jelentős pozitív hatása van: egy Ukrajnán keresztüli januári gázkorlátozásból eredő áremelkedést a kelet-európai országokban a rövid távú (2020-ig megvalósuló) projektek a referenciában mért 86 százalékról 52 százalékra csökkentik, amit a középtávú projektek tovább mérsékelnek 23 százalékra. A teljes Európai Unió ellátásbiztonsági szimulációjában mért áremelkedésének mértéke 28 százalékról 24 százalékra csökken a rövid távú, és 20 százalékra a középtávú projektek hatására, elsősorban azért, hogy javul a hozzáférés Nyugat-Európa és a cseppfolyósított földgáz piacaihoz. A következőkben bemutatandó elemzéseinkkel ehhez a témához csatlakozunk azzal, hogy a 35 európai országot felölelő korábban már bemutatott EGMM modell használatával az európai ellátásbiztonság szempontjából rövid távon megvalósítható, elsősorban szabályozási eszközök használatának ellátásbiztonsági hatását vizsgáljuk. Ahogyan arra korábban már kitértünk, az EGMM egyik fő előnye a többi egyensúlyi modellhez képest, hogy a tökéletes verseny feltételezését árnyalja a hosszú távú szerződések részletes reprezentációjával és az ebből eredő korlátozó feltételek figyelembevételével az optimalizáció során. Ennek köszönhetően lehetővé válik olyan szabályozási beavatkozások hatásának vizsgálata, amelyek a hosszú távú szerződésekből fakadó piaci anomáliákat szüntetik meg. Tudomásunk szerint ilyen jellegű

kérdések modellezéssel történő vizsgálatára az eddigiekben nem került sor.

### 6.3. A vizsgált forgatókönyvek és hipotézisek

A fentiekben felvázolt szabályozói eszközök hatását a REKK által fejlesztett és korábban részletesen bemutatott Európai Gázpiaci Modell (European Gas Market Model, EGMM) segítségével számszerűsítjük. Mivel a fentiek alapján látható, hogy a legnagyobb ellátásbiztonsági kockázatot a vizsgált közép-kelet-európai régióban az jelenti, hogy az oroszok leállítják az Ukrajnán keresztül történő gázszállítást, így a vizsgált ellátásbiztonsági forgatókönyvei ezt a helyzetet próbálják megragadni.

Minden szabályozási eszköz vizsgálatakor két forgatókönyvet elemzünk:

- JANUÁRI SOS FORGATÓKÖNYV: A rövid távú ellátásbiztonsági forgatókönyvben feltesszük, hogy az Ukrajnán keresztül történő orosz gázszállítás januárban (amikor az európai gázkereslet a legmagasabb) egy teljes hónapon keresztül szünetel.
- HATHAVI SOS FORGATÓKÖNYV: Egy hosszabb távú ellátásbiztonsági forgatókönyvben feltesszük, hogy az Ukrajnán keresztül történő orosz gázszállítás hat hónapon keresztül (szeptember-február – az EU stresszteszttel összhangban) teljesen szünetel.

Mindkét ellátásbiztonsági forgatókönyv során feltesszük, hogy a piaci szereplők nem számítanak a válságra, így a tavaszi-nyári hónapok során normál télre vonatkozó várakozások mellett töltötték fel a tárolókat. Feltételezzük, hogy a stratégiai tárolók a sokk pillanatában tele vannak, így egy ellátásbiztonsági válság során felszabadíthatóak. Minden modellezett forgatókönyvet megvizsgálunk a magyar stratégiai tárolói készlet felszabadítása mellett, illetve anélkül.

Az eredmények ismertetésekor és értékelésekor elsősorban az orosz gáznak leginkább kitett régió országaira koncentrálunk (Ausztria, Bosznia-Hercegovina, Bulgária, Görögország, Horvátország, Magyarország, Olaszország, Macedónia, Moldova, Románia, Szerbia, Szlovénia, Szlovákia, Ukrajna), de emellett bemutatjuk az eredményeket a 28 EU-tagországra összesítve is.

Mivel az elemzések során alkalmazott modell tisztán piaci alapon történő alkalmazkodás vizsgálatát teszi tehetővé, így egy válság negatív hatásait úgy tudjuk megragadni, hogy milyen mértékben emelkednek az árak az egyes országokban a gázszállítás szüneteltetésének köszönhetően. Fontos megjegyezni ugyanakkor, hogy a gyakorlatban az egyes kormányok egy ilyen válság esetében inkább fogyasztáskorlátozást vezetnek be, hogy megelőzzék az extrém áremelkedést. Mivel egy válság során elsősorban nem a jólét maximalizálása a cél, hanem inkább az, hogy a lehető legkevésbé kelljen a fogyasztók gázfogyasztását korlátozni, így nem törekszünk teljes jóléti változások elemzésére, az árváltozások bemutatása mellett inkább csak illusztrációként mutatjuk be a fogyasztói többlet alakulását, ami az árváltozások vizsgálatához képest jobban tükrözi a piacméretből fakadó hatásokat. Az egyes szabályozói eszközök ellátásbiztonságra gyakorolt hatását tehát a nagykereskedelmi árak, illetve a fogyasztók jólétének a változása alapján értékeljük.

A fentiek alapján a hipotéziseink a következők:

- Egy esetleges ellátásbiztonsági válság következtében előálló áremelkedés a vizsgált régióban lényegesen meghaladja az EU-ban megfigyelhető átlagos áremelkedést, vagyis a válság felerősíti a normál helyzetben is fennálló árkülönbséget Európa nyugati és keleti fele között.
- A rövid távú (spot) kereskedelem engedélyezésének hatása egy adott vezetéken várhatóan lokális: a szabályozás román-bolgár határon történő alkalmazása elsősorban Bulgária és Macedónia ellátásbiztonsági kitettségét csökkenti a Romániában kitermelt gázhoz való hozzáférés következtében. Romániában ugyanakkor ennek köszönhetően árnövekedés várható.
- A Transz-Adria vezetéken a virtuális ellenirányú szállítások engedélyezése csökkenti a vizsgált régió ellátásbiztonsági kitettségét, mivel lehetővé teszi, hogy nagyobb mennyiségű alternatív (azeri forrásból származó) gáz jusson el a régióba.
- A létező vezetékek kétirányúvá tétele esetében Nyugat-Európa hatékonyabban tudja a régiót kiszolgálni egy esetleges ellátásbiztonsági válság esetén: egy csekély mértékű nyugat-európai áremelkedéssel szemben a

kelet-közép-európai régióban megfigyelhető áremelkedés mértéke jelentősen csökken.

- A stratégiai tároló készletének felszabadítása csökkenti a válságnak köszönhető áremelkedés mértékét elsősorban Magyarország, és a szomszédai esetében. A vezetékét kétirányúsítása esetében bővül a stratégiai tároló jótékony hatását élvező országok köre.

## 6.4. Modellezési eredmények

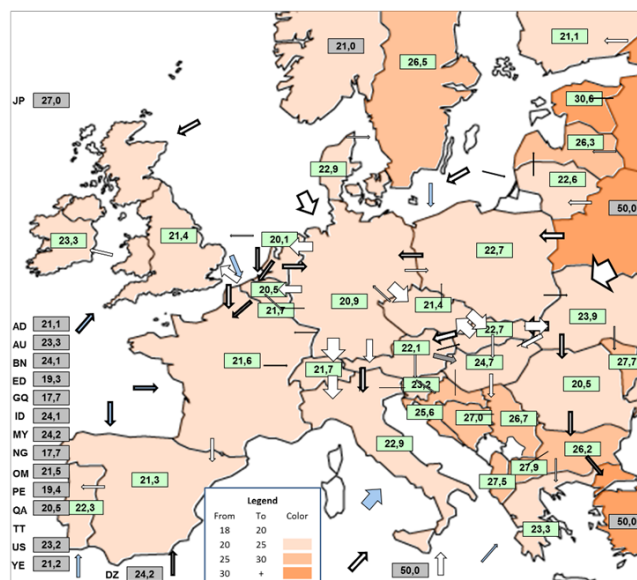
Ahhoz, hogy az egyes szabályozói eszközök ellátásbiztonsági hatását vizsgálni tudjuk, első lépésként bemutatjuk azt a referencia-forgatókönyvet, amelyhez a vizsgált forgatókönyveket viszonyítjuk.

### 6.4.1. 2015-ös referencia-forgatókönyv

A referencia-forgatókönyv a 2015-ös európai nagykereskedelmi gázpiacot reprezentálja, amelynek során az ENTSO-G (2015) Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2015-re vonatkozó keresleti és termelési előrejelzéseit használjuk. Az infrastruktúra reprezentálásához az ENTSO-G 2014-es kapacitástérképének adatait használjuk. Az ebben szereplő infrastruktúrán túl feltételezzük a szlovák-magyar vezeték, valamint a lengyel cseppfolyósított földgázt fogadó terminál megépülését is. 2015-ös szállítási és tárolói tarifákat feltételezünk, és a hosszú távú szerződések árazása is az általunk ismert legfrissebb információkra épül (6.2. ábra).

Az 6.1. táblázat összefoglalja a vizsgált régió gázpiacainak azon alapadatait, amelyhez a később vizsgált forgatókönyvek eredményeit viszonyítani fogjuk. Az inputadatként felhasznált éves gázkereslet mellett három modellezett eredmény, a nagykereskedelmi gázárak, a fogyasztók által kifizetett összes gázköltség és a fogyasztói többlet szerepel a táblázatban három különböző időszakra: egész évre, januárra, és a szeptember-február közötti időszakra, lehetővé téve a későbbiekben vizsgálandó szabályozói eszközök hatásának számszerűsítését egy januári, illetve hat hónapos időtávú ellátásbiztonsági válság esetén.

A vizsgált régió 2015-ös várható gázkereslete a TYNDP előrejelzése szerint 2010 terawattóra, amelynek 37 százalékát az olasz, 30 százalékát az ukrán gázkereslet teszi ki. Ezenkívül jelentősebb gázkereslettel rendelkezik



Az ábra bal alsó sarkában a szürke téglalapok azt az átlagárat mutatják (euró/megawattórában), amelyen az egyes cseppfolyósított földgáz importőr országokból a gázukat Európában értékesíteni tudják.

**Rövidítések:** AD: Abu Dhabi, AU: Ausztrália, BN: Brunei, DZ: Algéria, EG: Egyiptom, GQ: Egyenlítői Guinea, ID: Indonézia, MY: Malajzia, NG: Nigéria, OM: Omán, PE: Peru, QA: Katar, TT: Trinidad és Tobago, US: Egyesült Államok, YE: Jemen.

**Megjegyzés:** A zöld téglalapok a modellezett országok éves átlagos nagykereskedelmi gázárát, a szürke téglalapok a külső (nem modellezett) országokban feltételezett gázárát mutatják. A térkép árnyalatai az abszolút árak mértékének megfelelőek: a sötétebb tónus magasabb árakat jelöl. A nyilak a szállítás irányát mutatják, a vastagságuk a szállított mennyiséggel arányos (a vastag keretű nyilak többszörös mennyiséget jelölnek). A szürke nyíl azt jelöli, hogy a vezetéken fizikai torlódás van. A cseppfolyósított földgáz mennyiségét kék (torlódás esetén sötétkék) nyilak jelölik.

6.2. ábra. Éves átlagos nagykereskedelmi gázárak a referencia-forgatókönyvben (euró/megawattóra)

*Forrás: Selei-Tóth (2015a) – az EGMM segítségével készült*

	Éves gázkereslet (terawattóra)	Ár (euró/megawattóra)			Gázzámla (millió euró)			Fogyasztói többlet (millió euró)		
		januári ár	féléves átlagár <sup>a</sup>	éves átlagár	január	féléves <sup>a</sup>	éves	január	féléves <sup>a</sup>	éves
Ausztria	86,0	23,6	22,9	22,1	278	1 304	2 006	396	1 737	3 657
Bosznia- Hercegovina	1,7	27,5	27,3	27,0	4	24	44	5	112	154
Bulgária	36,0	26,5	26,3	26,2	129	564	952	157	808	1 724
Görögország	34,0	24,2	23,4	23,3	87	442	833	120	634	1 433
Horvátország	26,1	26,9	26,3	25,6	75	404	670	89	584	1 228
Magyarország	98,0	26,5	25,6	24,7	369	1594	2 364	449	2 139	4 404
Olaszország	751,0	24,6	23,7	22,9	2 523	1 1136	17 978	3 410	14 482	31 709
Macedónia	1,6	27,4	27,6	27,9	4	23	43	4	111	153
Moldova	10,3	28,2	28,0	27,7	34	170	277	37	297	564
Lengyelország	171,0	24,8	23,6	22,7	521	2 490	4 078	696	3 253	7 159
Románia	102,0	23,1	21,7	20,5	277	1 396	2 401	407	1 840	4 139
Szerbia	32,0	28,7	27,9	26,7	88	493	844	95	696	1 508
Szlovénia	8,0	24,9	24,1	23,2	26	120	196	35	227	415
Szlovákia	53,0	23,7	23,2	22,7	216	891	1 270	307	1 230	2 447
Ukrajna	598,3	24,3	24,1	23,9	2 233	9568	14 757	3 065	12 472	26 631
Régiós átlag/összeg <sup>b</sup>	2010,0	24,6	23,9	23,2	6 865	30 619	44 636	9 275	40 622	87 326
EU- átlag/összeg	4529,0	23,5	22,5	21,7	14 366	64 384	1047 30	20 668	85 128	185 329

<sup>a</sup> Szeptembertől februárig.

<sup>b</sup> A táblázat utolsó két sorában az árak esetében az egyes országok fogyasztásával súlyozott átlag, míg a fogyasztói többlet esetében az egyes országok értékeinek az összege szerepel.

6.1. táblázat. A nagykereskedelmi gázárak, a fogyasztók által fizetett gázzámla és a fogyasztói többlet alakulása a referencia-forgatókönyvben

*Forrás: Selei-Tóth (2015a) – saját számítások a modell outputjaiból*

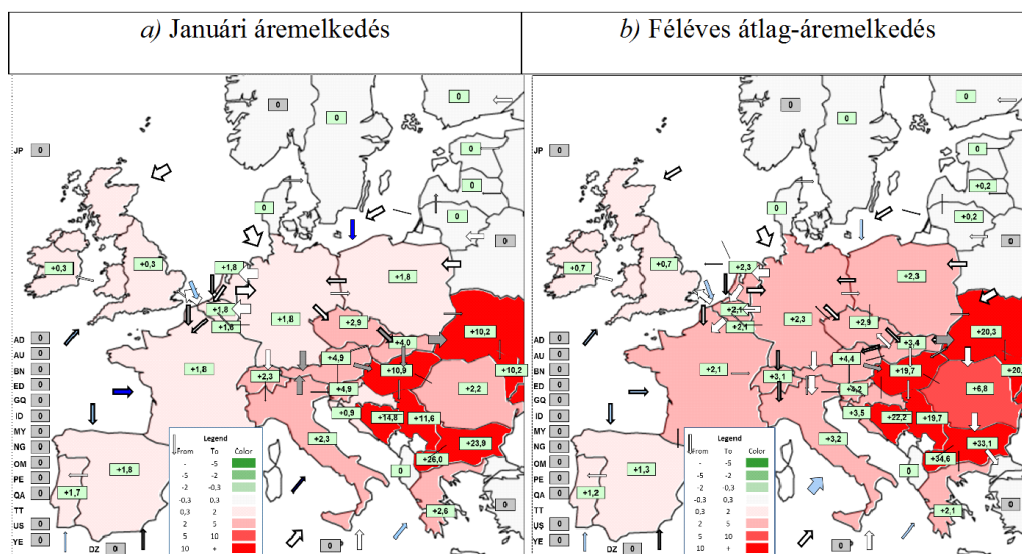
Lengyelország, Románia és Magyarország is. A modellezett európai uniós országok gázkereslete a régióénak több mint kétszerese, 4529 terawattóra.

A legmagasabb gázárak a 6.2. ábrán sötétebb árnyalattal jelölt balkáni országokban figyelhetők meg, ahol az éves nagykereskedelmi átlagár 6-7 euróval magasabb megawattóránként, mint a több inputforrással rendelkező, ezáltal lényegesen olcsóbb nyugati árzónához tartozó országokban. Magyarország a 24,7 euró/megawattórás éves nagykereskedelmi átlagárral a két régió között helyezkedik el. Látható, hogy Romániában az átlagos nagykereskedelmi gázár jóval a régió árai alatt helyezkedik el, ami elsősorban az alacsony költség mellett rendelkezésre álló hazai kitermelésnek köszönhető.

A fogyasztók jólétváltozásának egyszerű mutatója lehetne a modellezett piaci egyensúlyban értékesített mennyiség és az egyensúlyi ár szorzataként adódó, általuk kifizetett gázzámla nagysága, amelynek az értelmezését azonban megnehezítheti, hogy csökkenő árak mellett is növekedhet a gázzámla a fogyasztás növekedése miatt. Ezért a továbbiakban a fogyasztói többletet használjuk a fogyasztók jólétének a mérésére, amely a fogyasztók rezervációs árának (melyet a keresleti függvény határoz meg) és az egyensúlyi piaci áraknak a különbségeként adódik. A fogyasztói többlet minden esetben növekszik.

szik, amikor a piaci ár csökken.

A 6.3. ábra mutatja a januári és a féléves ellátásbiztonsági forgatókönyv hatását az európai nagykereskedelmi gázárakra. Az ábra bal oldalán a januári árak válságnak köszönhető emelkedése jelenik meg a normál (válság nélküli) helyzethez képest, az ábra másik felén ugyanezek a számok a szeptember-február közötti időszak – havi fogyasztásokkal súlyozott átlagos – áremelkedését mutatják a normál forgatókönyv azonos időszakához képest.



Megjegyzés: A téglalapok az ellátásbiztonsági válság következtében kialakuló áremelkedés mértékét mutatják a normál (válság nélküli esethez) képest. A térkép árnyalatai az árváltozás mértékének megfelelőek: a sötétebb tónus nagyobb áremelkedést jelöl.

6.3. ábra. Áremelkedés az Ukrajnán keresztül történő orosz gázszállítás egyhavi, illetve féléves kiesés esetén a 2015-ös referencia-forgatókönyvben (euró/megawattóra)

Forrás: Selei-Tóth (2015a) – az EGMM segítségével készült

Látható, hogy a vizsgált régió legtöbb országában az orosz gáznak való nagyfokú kitettség miatt jelentősen magasabb áremelkedés figyelhető meg, mint Európa többi részében. Ez az eredmény összhangban van azzal, hogy ezekben az országokban a normál forgatókönyvben is magasabb a nagykereskedelmi ár. A Bulgária és Macedónia esetében megfigyelhető kiugró értékek annak köszönhetők, hogy Bulgária gázpiaca nincs kellő mértékben összekapcsolva a szomszédos országok gázpiacaival, Macedónia pedig kizárólag Bulgárián keresztül tud gázt vásárolni. A legjelentősebb szabályozói korlát ebben az esetben, hogy a román-bolgár vezetéken Romániából kizárólag az orosz hosszú távú szerződés keretében vásárolt gáz szállítására van lehetőség, rövid



távú (spot) kereskedelemre nincs. Ukrajna, Moldova, Magyarország, Szerbia és Bosznia-Hercegovina szintén jelentős (januári válság esetén 10-15 euró, hat hónapos válság esetében 20 euró körüli megawattóránkénti) áremelkedést szenved el. A magyarországi jelentős (megawattóránként 11 euró januárban és 20 euró a fűtési időszakban) drágulás válság esetén egyrészt a balkáni országokban kialakuló magas árak tovaryűrűző hatásának, másrészt az osztrák és szlovák irányból rendelkezésre álló átviteli kapacitás szűkösségének köszönhető. Moldova magas áremelkedése pedig az ország elszigeteltségéből fakad (a román-moldáv vezeték jelenleg sem üzemel). Látható, hogy a januári és a hat hónapos válság esetén az áremelkedés mintázata hasonló, inkább csak nagyságában tér el, ezért a későbbiekben – a szabályozói eszközök hatásának vizsgálatakor – térképen csak a rövid távú ellátásbiztonsági válság hatását jelenítjük meg.

A 6.2. táblázat a januári és hat hónapos ellátásbiztonsági válság hatását mutatja meg az árakra és a fogyasztók jólétére a referencia-forgatókönyvben. Az eredményeket a magyar stratégiai tároló felszabadítása mellett és anélkül is bemutatjuk.

Az első két oszlop az egy hónapos (januári) ellátásbiztonsági válság hatását mutatja be: az első oszlop a válság esetén kialakult januári árak abszolút értékét, míg a második oszlop az árak normál forgatókönyvhöz képesti változását mutatja be. A zárójeles értékek a magyar stratégiai tároló felszabadítása esetén mutatják be a modellezett eredményeket.

Látható, hogy a vizsgált országokban az ellátásbiztonsági kockázatok jelentősek: egy egyhavi ellátásbiztonsági válság az elemzett régióban megawattóránként 5,6 euróval emeli meg a januári átlagárat, míg az uniós átlagot tekintve mindössze 2 euróval. Ugyanez az áremelkedés egy hat hónapos válság esetében erőteljesebb: a januári átlagár a régióban megawattóránként 8,9 euróval, uniós átlagban 2,5 euróval emelkedik.

A stratégiai tárolói készlet felszabadításának pozitív hatása szembetűnő (lásd a 6.2. táblázat zárójeles értékeit). Az egy hónapos válság esetében Magyarországon, Szerbiában és Bosznia-Hercegovinában jelentősen (megawattóránként több mint 5 euróval), míg Romániában, Ukrajnában és Moldovában csekélyebb mértékben (0,5-1,5 euróval) csökkent a válság melletti áremelkedés mértékét. Hat hónapos ellátásbiztonsági válság esetén a stratégiai tárolók készletének a felszabadítása – a készletek szűkössége miatt – kisebb mértékben tudja visszafogni a válságnak köszönhető áremelkedést:

Magyarországon (ahol az árcsökkentő hatás a legerősebb) megawattóránként 3,5 euróval csökken a fűtési időszakban átlagos egyensúlyi piaci ár. A stratégiai tárolók felszabadítása régiós átlagban 0,8 euróval fogja vissza az ár-emelkedést rövid távú és 0,3 euróval tartós válság esetén. Uniós átlagban a stratégiai készlet felszabadításának elenyésző hatása van, egy januári válság esetén csupán 0,1 euró megawattóránként.

	Nagykereskedelmi gázár (euró/megawattóra)				Fogyasztói többlet (millió euró)			
	januári		féléves		januári		féléves	
	érték	változás	átlagérték	változás	érték	változás	érték	változás
Ausztria	28,6	4,9	27,3	4,4	340,6	-55,8	1696,2	-245,8
Bosznia-	42,3	14,8	49,5	22,2	3,0	-2,1	11,8	-16,1
Hercegovina	(36,5)	(9,0)	(46,7)	(19,3)	(3,8)	(-1,4)	(13,5)	(-14,4)
Bulgária	50,4	23,9	59,4	33,1	62,3	-94,9	165,4	-526,9
Görögország	26,8	2,6	25,5	2,1	111,1	-9,2	599,4	-39,4
Horvátország	27,9	0,9	29,8	3,5	86,5	-2,6	444,3	-52,3
Magyarország	37,4	10,9	45,4	19,7	310,5	-138,5	988,1	-1 044,4
	(31,6)	(5,1)	(41,9)	(16,3)	(380,6)	(-68,3)	(11 47,4)	(-885,1)
Olaszország	26,9	2,3	26,9	3,2	3 178,2	-231,7	14 344,7	-1466,1
Macedónia	53,4	26,0	62,2	34,6	1,6	-2,9	5,4	-20,8
Moldova	38,4	10,2	48,3	20,3	26,2	-11,2	87,8	-103,4
	(36,6)	(8,5)	(47,7)	(19,7)	(28,0)	(-9,4)	(90,3)	(-100,9)
Lengyelorszá	26,6	1,8	25,9	2,3	658,8	-37,3	3 320,2	-243,2
g								
Románia	25,3	2,2	28,5	6,8	381,3	-25,7	1 811,8	-411,3
	(24,8)	(1,7)			(387,2)	(-19,9)		
Szerbia	40,3	11,6	47,6	19,7	63,3	-32,2	263,1	-294,6
	(34,5)	(5,8)	(44,7)	(16,8)	(78,5)	(-17,0)	(300,8)	(-256,9)
Szlovénia	29,9	4,9	28,3	4,2	29,8	-5,0	146,4	-20,4
Szlovákia	27,7	4,0	26,7	3,4	271,5	-35,5	1 172,1	-128,8
Ukrajna	34,5	10,2	44,5	20,3	2 198,5	-866,8	6 413,7	-6 832,8
	(32,8)	(8,5)	(43,9)	(19,7)	(2 337,5)	(-727,8)	(6 581,3)	(-6 665,2)
Régiós	30,2	5,6	32,8	8,9	7 723,2	-1551,4	31 470,3	-11 446,3
átlag/összeg <sup>a</sup>	(29,4)	(4,8)	(32,5)	(8,6)	(7 955,9)	(-1318,7)	(31 839,0)	(-11 077,5)
EU-	25,4	2,0	25,0	2,5	19 440,7	-1226,9	90 556,3	-7 493,9
átlag/összeg	(25,3)	(1,9)			(19 516,7)	(-1150,9)	(90 715,6)	(-7 334,6)

A zárójelben a stratégiai tároló felszabadítása melletti értékeket tüntettük fel. Ahol nem szerepel zárójeles érték, ott a stratégiai tároló felszabadítása mellett kapott eredmények azonosak azzal az esettel, amikor a stratégiai tárolót nem szabadítják fel.

<sup>a</sup> A táblázat utolsó két sorában az árak esetében az egyes országok fogyasztásával súlyozott átlag, míg a fogyasztó többlet esetében az egyes országok értékeinek az összege szerepel.

6.2. táblázat. A nagykereskedelmi gázárak és a fogyasztói többlet értékei januári és hat hónapos ellátásbiztonsági válsághelyzetben, valamint normál forgatókönyvhöz képesti változásuk a referencia-forgatókönyvben

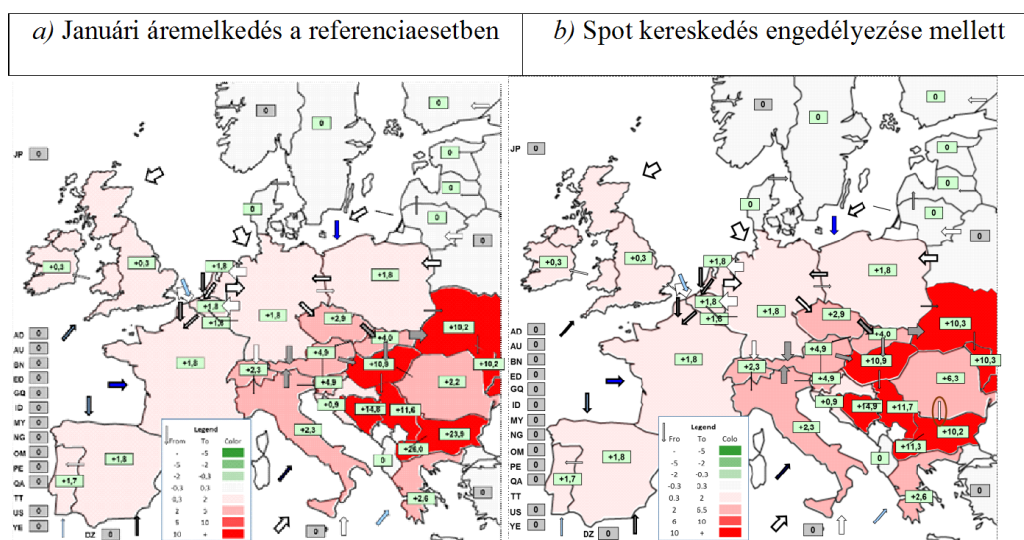
*Forrás: Selei-Tóth (2015a) – saját számítások a modell outputjaiból*

A 6.2. táblázat második négy oszlopa a fogyasztói többletnek az ellátásbiztonsági válság miatti csökkenését mutatja meg a vizsgált országokban. Látható, hogy a fogyasztói többlet változásának mintázata csak részben egyezik meg az árváltozás mintázatával. A legnagyobb mértékben Ukrajna szenved el a fogyasztói többlet csökkenését, ami a válsagnak köszönhető nagyfokú ár-emelkedés mellett a piac nagyságának köszönhető. Olaszország fogyasztói

többségének régiós szintű jelentős csökkenése szintén inkább a magas fogyasztásnak tudható be, mivel az áremelkedés mindkét forgatókönyvben jóval a régiós átlag alatti. Bulgária fogyasztói jóléte ugyanakkor elsősorban a kiugró áremelkedés miatt csökken jelentősen.

#### 6.4.2. A rövid távú (spot) kereskedelem engedélyezésének hatása

Ebben az alfejezetben azt feltételezzük, hogy a Transz-Balkán vezetéken lehetővé válik a Romániából Bulgáriába irányuló rövid távú (spot) kereskedelem. A modellezés eredményeit a 6.4. ábra és a 6.3. táblázat foglalja össze.



Megjegyzés: A téglalapok az ellátásbiztonsági válság következtében kialakuló áremelkedés mértékét mutatják a normál (válság nélküli esethez) képest. A térkép árnyalatai az árváltozás mértékének megfelelőek: a sötétebb tónus nagyobb áremelkedést jelöl. nem szabadítják fel.

<sup>a</sup> A táblázat utolsó két sorában az árak esetében az egyes országok fogyasztásával súlyozott átlag, míg a fogyasztó többlet esetében az egyes országok értékeinek az összege szerepel.

6.4. ábra. Áremelkedés az Ukrajnán keresztül történő orosz gázszállítás egy hónapos januári kiesése esetén a rövid távú (spot) kereskedelem engedélyezése mellett a referenciaesethez képest (euró/megawattóra)

*Forrás: Selei-Tóth (2015a) – az EGMM segítségével készült*

Az ábra az Ukrajnán keresztül történő orosz gázszállítás egy hónapos (januári) kiesése esetén mutatja a januári áremelkedést a modellezett országokban. A könnyebb értelmezhetőség és összehasonlíthatóság érdekében a bal oldalon feltüntettük a korábban bemutatott referenciaesetet, míg a jobb

oldalon azt az esetet jelenítettük meg, amikor a rövidtávú (spot) azonnali kereskedelem megengedett Románia és Bulgária között.

A várakozásoknak megfelelően, amennyiben lehetővé tesszük a rövid távú (spot) kereskedést a jelentősen olcsóbb Romániából a drágább Bulgáriába, az Romániában megawattóránként 5,8 euróval növeli a januári válságban megfigyelhető árakat, míg Bulgáriában és azon keresztül Macedóniában 16,4 euróval kisebb mértékű áremelkedés figyelhető meg, mint a rövid távú kereskedelem engedélyezése nélkül.

	Nagykereskedelmi gázár (euró/megawattóra)				Fogyasztói többlet (millió euró)			
	januári		féléves		januári		féléves	
	érték	változás	átlagérték	változás	érték	változás	érték	változás
Ausztria	28,6	0,0	27,3	0,0	340,6	0,0	1696,2	0,0
Bosznia-Hercegovina	42,3	0,1	49,5	0,0	3,0	0,0	11,8	0,0
	(37)		(46,7)		(3,7)		(13,5)	
Bulgária	34,0	-16,4	38,6	-20,8	122,7	60,4	454,1	288,7
Görögország	26,8	0,0	25,5	0,0	111,1	0,0	599,4	0,0
Horvátország	27,9	0,0	29,8	0,0	86,5	0,0	444,3	0,0
Magyarország	37,5	0,1	45,4	0,0	309,4	-1,0	988,1	0,0
	(32,1)		(42,0)		(374,0)		(11 44,7)	
Olaszország	26,9	0,0	26,9	0,0	3178,2	0,0	14 344,7	0,0
Macedónia	37,0	-16,4	41,4	-20,8	3,2	1,7	16,0	10,6
			(41,1)				(16,3)	
Moldova	38,5	0,1	48,3	0,0	26,1	-0,1	87,8	0,0
	(36,6)		(47,7)		(28,0)		(90,0)	
Lengyelország	26,6	0,0	25,9	0,0	658,8	0,0	3 320,2	0,0
Románia	31,1	5,8	35,6	7,1	316,9	-64,5	1 422,2	-389,5
Szerbia	40,3	0,1	47,6	0,0	63,1	-0,2	263,1	0,0
	(35,0)		(44,7)		(77,0)		(300,0)	
Szlovénia	29,9	0,0	28,3	0,0	29,8	0,0	146,4	0,0
Szlovákia	27,7	0,0	26,7	0,0	271,5	0,0	1 172,1	0,0
Ukrajna	34,6	0,1	44,5	0,0	2 191,5	-7,0	6 413,7	0,0
	(32,8)		(43,9)		(2 337,5)		(6 564,9)	
Régiós	30,3	0,1	33,0	0,2	7 712,4	-10,7	31 380,0	-90,2
átlag/összeg <sup>a</sup>	(29,5)		(32,7)		(7 939,5)		(31 755,0)	
EU-	25,5	0,0	25,1	0,1	19 435,6	-5,1	90 455,4	-100,8
átlag/összeg	(25,4)		(25,0)		(19 500,1)		(90 638,1)	

A zárójelben a stratégiai tároló felszabadítása melletti értékeket tüntettük fel. Ahol nem szerepel zárójeles érték, ott a stratégiai tároló felszabadítása mellett kapott eredmények azonosak azzal az esettel, amikor a stratégiai tárolót nem szabadítják fel.

<sup>a</sup>A táblázat utolsó két sorában az árak esetében az egyes országok fogyasztásával súlyozott átlag, míg a fogyasztó többlet esetében az egyes országok értékeinek az összege szerepel.

6.3. táblázat. A rövid távú (spot) kereskedelem engedélyezésének hatására történő ár- és fogyasztóitöbblet-változás a referenciaforgatókönyvhöz képest, a januári és hat hónapos ellátásbiztonsági válság esetén

*Forrás: Selei-Tóth (2015a) – saját számítások a modell outputjaiból*

A 6.3 táblázat adataiból látszik, hogy a rövid távú kereskedelem engedélyezése lokális hatással jár. Bár jelentős pozitív hatása van Bulgáriában és Macedóniában (megawattóránként 16,4 eurós árcsökkenés figyelhető meg egy januári és átlagosan 20,8 eurós egy hat hónapos válság során), a drágább piacokkal való összekapcsolásnak köszönhetően Romániában jelentősen

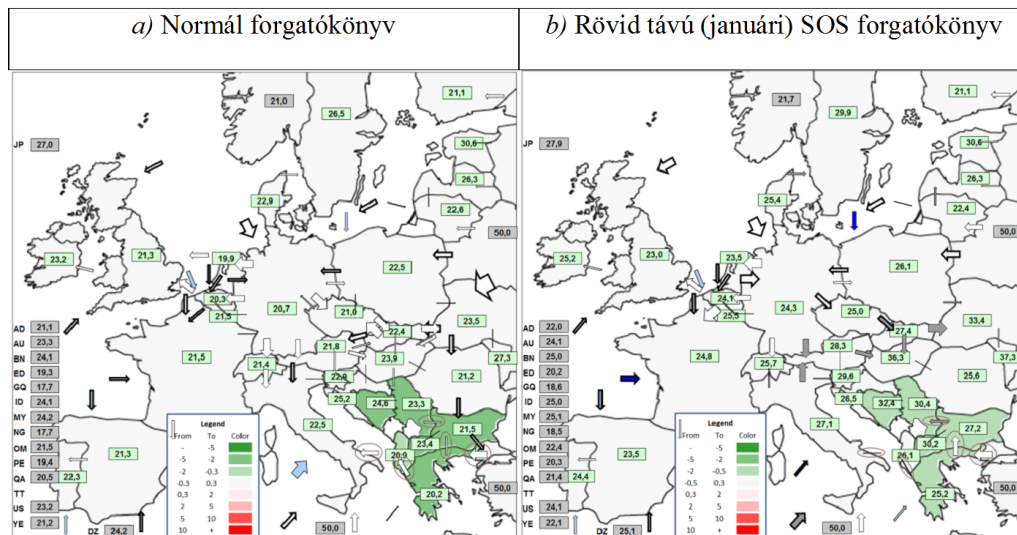
emelkednek az árak mindkét ellátásbiztonsági forgatókönyvben (megawattóránként 5,8 euróval a januári válság és átlagosan 7,1 euróval a hat hónapos válság esetében). Mivel Románia kereslete csaknem háromszor akkora, mint Bulgária és Macedónia együttes kereslete, így az ott megfigyelhető áremelkedésnek régiós összesítésben nagyobb a hatása, mint a haszonélvező országok árcsökkenésének. Ennek köszönhetően régiós szinten csekély mértékű áremelkedés figyelhető meg, amivel összhangban a fogyasztói többlet kismértékben csökken. Mivel azonban ezt a csökkenést ellensúlyozza más szereplők jólétének a változása (elsősorban a román termelői többlet növekedése), így a rövid távú kereskedés engedélyezése az adott vezetéken össztársadalmi jóléti szempontból pozitív.

A magyar stratégiai tárolói készlet felszabadításának a hatása a korábban bemutatott referenciaesethez hasonló: Magyarországon, Szerbiában és Boszniában az ellátásbiztonsági válságot követően jelentősen mérséklődik az áremelkedés, míg Ukrajnában és Moldovában kisebb mértékben. Az egyetlen változás a referencia-forgatókönyvhöz képest, hogy a Bulgáriával való összeköttetésnek köszönhetően a magyar stratégiai tárolói készlet felszabadítása a román piacon nem képes kifejtetni árcsökkentő hatását.

### **6.4.3. A virtuális ellenirányú szállítások kötelezővé tételének hatása**

A továbbiakban azt vizsgáljuk, hogy milyen változásokhoz vezet a virtuális ellenirányú (backhaul) szállítások engedélyezése egy adott útvonalon. Ennek a kérdésnek a vizsgálatához változtatunk a referencia-forgatókönyvünkön. Felteesszük, hogy minden más változatlansága mellett megépül a Transz-Adriai gázvezeték (amely azeri gázt szállít Törökországból Görögországon és Albánián át Olaszországba), valamint két további vezeték, amelyek lehetővé teszik az azeri gáznak a régióba történő elszállítását: a görög-bolgár és a bolgár-szerb vezeték. Ezeknek a vezetékeknek a feltételezése az elemzéseink szempontjából azért fontos, mert ezek nélkül az azeri gáz nem tudna Görögországból a vizsgált régióba eljutni, így a backhaul szállítások engedélyezésének nem lenne jelentősége. Az így a módosított referencia-forgatókönyvön vizsgáljuk, hogy milyen hatása van a virtuális ellenirányú szállítások engedélyezésének a Transz-Adriai gázvezetéken. A 6.5. ábra a modellezési eredményeket foglalja össze. Az ábra a) részén a normál (válság nélküli) forgatókönyv esetén létrejövő éves átlagárak, míg a b) részén egy januári egy hónapos válság esetén

kialakuló januári árak láthatók a modellezett országokban, mindkét esetben a virtuális ellenirányú szállítások engedélyezése mellett. A sötétebb tónusú országok azok, amelyekben megawattóránként legalább 2 euróval csökken az ár az adott időszakban a virtuális ellenirányú szállítások engedélyezésének köszönhetően.



*Megjegyzés:* A téglalapok a nagykereskedelmi gázárak abszolút értékét mutatják az ellenirány engedélyezése mellett. Az a) ábrán éves átlagos, míg a b) ábrán januári árak szerepelnek. A térkép árnyalatai az árváltozás mértékének megfelelő: a sötétebb tónus azokat az országokat jelöli, ahol csökken az ár a virtuális ellenirányú szállítások engedélyezésének köszönhetően. A bekarikázott nyilak a referencia-forgatókönyvhöz képest új feltételezett infrastruktúrát jelölik.

6.5. ábra. A Transz-Adriai gázvezetéken való virtuális ellentétes irányú szállítások engedélyezésének hatása a normál és a rövid távú (januári) SOS forgatókönyv esetében

*Forrás: Selei-Tóth (2015a) – az EGMM segítségével készült*

A 6.4. táblázat a virtuális ellenirányú szállítások engedélyezésének köszönhető ár- és fogyasztóitöbblet-változást mutatja be a normál és az ellátásbiztonsági forgatókönyvek esetében, ahhoz a helyzethez viszonyítva, ha a virtuális ellentétes irányú szállítások nincsenek engedélyezve.

Látható, hogy normál körülmények között Bulgáriában, Macedóniában, Szerbiában és Bosznia-Hercegovinában megawattóránként több mint 2 euróval csökken az ár a virtuális ellenirányú szállítások engedélyezésének köszönhetően. Olaszországban ugyanakkor csekély mértékű áremelkedés figyelhető meg, mivel kevesebb azeri gáz éri el az olasz piacot. Mivel az árcsökkenést realizáló országok gázfogyasztása elenyésző az olasz gázfogyasztáshoz képest, így régiós szinten az átlagár nem csökken szignifikánsan (megawattóránként 0,2 euróval). A fogyasztói többleteket tekintve figyelemre méltó, hogy a

	Árváltozás (euró/megawattóra)			A fogyasztói többlet változása (millió euró)		
	normál forgatókönyvben	a januári SOS forgatókönyvben	féléves SOS forgatókönyvben	normál forgatókönyvben	a januári SOS forgatókönyvben	féléves SOS forgatókönyvben
Ausztria	0,1	-0,2	0,2	-5,6	1,8	-9,5
Bosznia- Hercegovina	-2,1	-1,5	0,0	3,4	0,2	0,0
Bulgária	-2,4	-0,6	-0,7	90,6	2,9	13,9
Görögország	-2,2	-0,6	-0,8	78,0	2,2	14,1
Horvátország	0,0	0,0	0,0	-0,8	0,0	-0,7
Magyarország	-0,1	0,0	-0,1	6,1	0,5	6,4
Olaszország	0,2	0,2	0,2	-86,5	-18,0	-86,1
Macedónia	-2,2	-0,6	-0,8	3,5	0,1	0,6
Moldova	0,0	0,0	-0,5	0,5	0,0	2,1
Lengyelország	0,0	-0,1	0,1	-4,9	2,0	-9,9
Románia	0,0	-0,1	-1,1	3,0	1,5	65,0
Szerbia	-2,1	-1,5	0,0	66,2	4,5	0,0
Szlovénia	0,1	-0,2	0,2	-0,4	0,2	-0,8
Szlovákia	0,0	-0,2	0,1	-0,9	1,4	-4,6
Ukrajna	0,0	0,0	-0,5	28,2	3,4	140,2
Régiós átlag/összeg <sup>a</sup>	-0,2	0,0	-0,1	180,2	2,7	130,6
EU- átlag/összeg	0,0	-0,1	0,0	-12,6	36,2	-91,9

<sup>a</sup>A táblázat utolsó két sorában az árak esetében az egyes országok fogyasztásával súlyozott átlag, míg a fogyasztói többlet esetében az egyes országok értékeinek az összege szerepel

6.4. táblázat. A virtuális ellenirányú szállítások engedélyezésének hatása a nagykereskedelmi gázár és a fogyasztói többlet alakulására

*Forrás: Selei-Tóth (2015a) – saját számítások a modell outputjaiból*

normál forgatókönyvben realizálódik a virtuális ellenirányú szállításnak köszönhető jólétnövekedés, ehhez képest a rövid távú SOS forgatókönyvben a backhaul szállítások engedélyezése a várakozásainkkal ellentétben kisebb jelentőségű. A rövid távú ellátásbiztonsági forgatókönyv esetében Szerbiában és Boszniában megawattóránként 1,5 euróval, Görögországban, Bulgáriában és Macedóniában pedig 0,6 euróval csökken a januári áremelkedés a virtuális ellenirányú szállítások engedélyezésének következtében. Az így kialakuló árcsökkenés és fogyasztóitöbblet-növekedés ugyanakkor éppen csak képes elensúlyozni az olasz piac veszteségeit, így régiós átlagban (és ezáltal uniós szinten sem) nincs szignifikánsan pozitív hatása a backhaul szállítások engedélyezésének. Némileg más kép rajzolódik ki a hat hónapos ellátásbiztonsági válság esetében. Egy tartós, fél éven át tartó válság esetén a virtuális ellenirányú szállításoknak köszönhetően a régióban maradt gáz jelentős része Görögországban és Bulgáriában marad, és nem jut el Szerbiáig és Boszniáig. A Bulgáriában maradó nagyobb mennyiségű gáz miatt a Románia irányából történő szállításokra csökken az igény, így Romániában és rajta keresztül Moldovában is árcsökkentő hatás figyelhető meg.

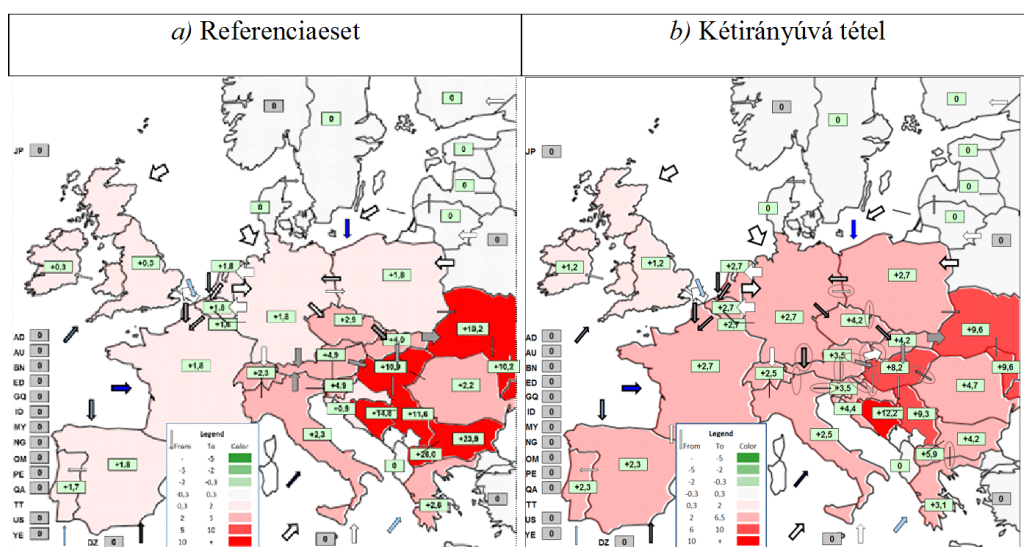
A virtuális ellenirányú szállításoknak köszönhető árváltozás nem különbö-



zik szignifikánsan abban az esetben, ha felszabadítjuk a stratégiai tárolókat, ezért nem szerepeltettük külön ezeket az értékeket a táblázatban.

#### 6.4.4. A létező vezetékek kétirányúvá tételének hatása a vizsgált régió ellátásbiztonságára

A következőkben egy olyan forgatókönyvet vizsgálunk, amelyben feltételezzük, hogy megvalósul egy olyan szabályozási környezet, amely a jelenleg lehetséges gázáramlási irányokon túl lehetővé teszi, hogy a régióban minden EU-EU határon jelenleg létező gázvezetéken teljes mértékben elérhető legyen a fő szállítási iránnyal ellentétes irányú kapacitás. Bemutatjuk, hogy ilyen esetben hogyan reagálnak az európai gázpiacok az Ukrajnán keresztül történő orosz gázszállítás rövid, illetve hosszú távú kiesése esetén.



Megjegyzés: A rövidítéseket lásd a 2. ábra alatti jegyzetben. A téglalapok az ellátásbiztonsági válság következtében kialakuló áremelkedés mértékét mutatják a normál (a válság nélküli esethez) képest. A térkép árnyalatai az árváltozás mértékének megfelelő: a sötétebb tónus nagyobb áremelkedést jelöl. A jobb oldali ábrán barna karikák jelölik a feltételezett új infrastruktúrát.

6.6. ábra. Áremelkedés az Ukrajnán keresztül történő orosz gázszállítás januári egy hónapos kiesése esetén a létező vezetékek kétirányúvá tételének hatására a referenciához képest (euró/megawattóra)

Forrás: Selei-Tóth (2015a) – az EGMM segítségével készült

A 6.6. ábrán jól megfigyelhető a vezetékek kétirányúvá tételének köszönhető piacintegrációs hatás: míg a régióban csökken az ellátásbiztonsági válság miatti áremelkedés, a nyugat-európai országokban némileg magasabb áremelkedés figyelhető meg (vagyis a nyugat-európai országok szolidaritást vállal-



nak a régióval) a nyugat-és kelet európai gázpiacok jobb összeköttetésének köszönhetően.

Az 6.5. táblázat foglalja össze, hogy milyen hatással van a vezetékek kétirányúvá alakítása a nagykereskedelmi gázárakra és a fogyasztói többletre a két különböző ellátásbiztonsági forgatókönyvben. Az árak abszolút értékei mellett feltüntettük a kétirányúvá tételnek köszönhető árváltozást is, vagyis hogy a két ellátásbiztonsági forgatókönyvben kialakult árak mennyiben térnek el az azonos referencia-forgatókönyv (kétirányúvá alakítás nélküli) esetéhez képest.

	Nagykereskedelmi gázár (euró/megawattóra)				Fogyasztói többlet (millió euró)			
	januári		féléves		januári		féléves	
	érték	változás	átlagérték	változás	érték	változás	érték	változás
Ausztria	27,1 (27,0)	-1,5	25,9	-1,4	357,1	16,6	1 771,0	74,8
Bosznia-Hercegovina	39,6 (36,1)	-2,6	46,0 (45,1)	-3,6	3,4 (3,8)	0,3	14,0 (14,5)	2,2
Bulgária	28,6	-21,6	28,8	-30,6	146,4	84,1	639,7	474,3
Görögország	27,3	0,5	27,2	1,7	109,4	-1,7	568,9	-30,6
Horvátország	30,5 (27,0)	2,7	37,0 (36,1)	7,2	79,4 (88,8)	-7,1	346,6 (358,4)	-97,7
Magyarország	34,7 (31,2)	-2,6	41,3 (40,3)	-4,1	341,7 (3 85,4)	31,2	1 178,0 (1 222,4)	189,8
Olaszország	26,9	0,0	26,6	-0,3	3 178,2	0,0	14 499,7	155,0
Macedónia	31,8 (31,7)	-21,6	31,7	-30,6	3,9	2,3	23,0	17,6
Moldova	37,5 (36,4)	-0,9	47,1 (46,1)	-1,2	27,1 (28,3)	0,9	92,8 (96,9)	5,0
Lengyelország	26,9	0,4	25,7	-0,2	650,6	-8,2	3 336,7	16,6
Románia	27,8 (24,8)	2,5	33,8 (33,0)	5,3	353,1 (387,6)	-28,2	1514,3 (15 56,8)	-297,5
Szerbia	37,6 (34,1)	-2,6	44,0 (43,1)	-3,6	70,0 (79,5)	6,7	309,9 (321,9)	46,8
Szlovénia	28,4 (28,2)	-1,5	27,2	-1,1	31,3	1,5	151,8	5,4
Szlovákia	27,5	-0,2	26,2	0,0	273,0	1,5	1 173,5	1,5
Ukrajna	33,6 (32,5)	-0,9	43,3 (42,3)	-1,2	2 269,6 (2 359,3)	71,1	6 749,8 (7 023,0)	336,0
Régiós átlag/összeg <sup>a</sup>	29,2 (28,5)	-1,0	32,2 (31,9)	-0,6	7 894,1 (80 88,0)	170,9	32 369,5 (32 758,1)	899,3
EU- átlag/összeg	25,9 (25,7)	0,5	25,2	0,2	19 180,5 (19 317,4)	-60,3	90 202,7 (90 301,5)	-353,6

A zárójelben a stratégiai tároló felszabadítása melletti értékeket tüntettük fel. Ahol nem szerepel zárójeles érték, ott a stratégiai tároló felszabadítása mellett kapott eredmények azonosak azzal az esettel, amikor a stratégiai tárolót nem szabadítják fel.

<sup>a</sup>A táblázat utolsó két sorában az árak esetében az egyes országok fogyasztásával súlyozott átlag, míg a fogyasztó többlet esetében az egyes országok értékeinek az összege szerepel

6.5. táblázat. A vezetékek kétirányúvá tételének hatására történő ár- és fogyasztóitöbblet-változás a kétirányúvá alakítás nélküli referencia-forgatókönyvhöz képest egy januári és hat hónapos ellátásbiztonsági válság esetén

*Forrás: Selej-Tóth (2015a) – saját számítások a modell outputjaiból*

A várakozásoknak megfelelő piacintegrációs hatás itt is tetten érhető: a régióban az átlagos árnövekedés megawattóránként 1 euróval csökken egy januári ellátásbiztonsági válság esetén a vezetékek kétirányúvá tételének köszönhetően, míg az uniós átlagár 0,5 euróval emelkedik. Egy hat hónapig tartó válsághelyzet esetén ez az ár 0,6 euróval csökken régiós átlagban, és 0,2 euróval emelkedik összeurópai szinten. A legjelentősebb haszonélvezők Bulgária és Macedónia (megawattóránként 21,6 euróval csökken az ár januári válság és 30,6 euróval hat hónapos válság esetén) a Görögországgal való összeköttetésnek köszönhetően. Ennél csekélyebb, de szintén jelentős árcsökkenést realizál Magyarország, Szerbia és Bosznia-Hercegovina is. Ennek oka Magyarország összeköttetése az olcsóbb Romániával és Horvátországgal. A vezetékek kétirányúvá alakítása ugyanakkor áremelkedéshez vezet Görögországban, Romániában és Horvátországban. Ez a negatív hatás azonban nem ellensúlyozza a régió által realizált pozitív hatást, így összességében az átlagár csökkenése és a fogyasztói többlet növekedése figyelhető meg. Az árváltozáshoz hasonló mintázat jelenik meg a fogyasztói többletek változásának alakulásában is. A magyar stratégiai tárolói készlet felszabadítása ebben az esetben is mérsékli az árcsökkenést azokban az országokban, amelyek a referenciaforgatókönyvben is élvezték ennek előnyeit, a hasznot realizáló országok köre azonban kibővül Horvátországgal, Romániával és Moldovával a jobb összeköttetéseknek köszönhetően. A következőkben megvizsgáljuk, hogy a feltételezett kétirányúvá tétel milyen mértékben lenne kihasználva egy esetleges rövid, illetve hosszú távú ellátásbiztonsági válság esetén (a 6.6. táblázat).

A legnagyobb kihasználtság a német-osztrák és a román-magyar vezetékeken figyelhető meg, amelyek még a megnövelt kapacitás mellett is zsúfolttá válnak mindkét ellátásbiztonsági forgatókönyvben. Szintén jelentős kihasználtság figyelhető meg (elsősorban hosszabb távú válság esetén) a horvát-magyar és a görög-bolgár vezetékeken. A modell alacsonyabb használatot mutat az osztrák-szlovák és a német-lengyel vezetékeken, míg a többin egyik forgatókönyvben sem kereskednek. Ezeken a vezetékeken, amelyeket egyáltalán nem használnak egy ellátásbiztonsági válság esetén, a modell eredményei szerint normál körülmények mellett sincs áramlás, így ezek esetében a szabályozói hatóságok részéről a fentiek alapján indokolt lehet a kötelező kétirányúvá tétel alóli felmentés.

Reláció	Januári válsághelyzet	Hat hónapos válsághelyzet
Németország–Ausztria*	100	99
Szlovénia –Ausztria	0	0
Olaszország –Ausztria	0	0
Szlovénia – Olaszország	0	0
Horvátország – Szlovénia	0	0
Németország– Lengyelország*	7	8
Lengyelország –Csehország	0	0
Ausztria–Szlovákia*	15	15
Görögország–Bulgária	21	66
Románia– Magyarország*	100	97
Magyarország –Ausztria	0	0
Horvátország – Magyarország	48	65

*Megjegyzés:* A csillaggal jelölt relációkban jelenleg is lehet szállítani, ezekben az esetekben kapacitásbővítést feltételeztünk az ellenkező irányú kapacitás nagyságáig.

6.6. táblázat. A feltételezett kétirányúvá tétel kihasználtsága a januári és hat hónapos ellátásbiztonsági forgatókönyvekben (százalék)

*Forrás: Selei-Tóth (2015a) – saját számítások a modell outputjaiból*

## 6.5. Összegzés

A fejezetben szereplő elemzések más, a szakirodalomban fellelhető cikkekhez hasonlóan a gáz-ellátásbiztonság modellezését két forgatókönyvben vizsgálta a korábban bemutatott 2015-ös referencia scenárión: 1. egy egyhavi januári és 2. egy féléves (szeptember-február időszakra vonatkozó) szállításkorlátozást feltételez Ukrajna irányából. A hosszabban tartó korlátozás természetes módon nagyobb ellátási problémákhoz és magasabb árakhoz vezet, jelentős különbséggel az Európai Unió keleti és nyugati részén. A januári európai átlagos 8 százalékos áremelkedéshez képest a kelet-európai régió áremelkedése 23 százalékos. Bulgária, Szerbia és Bosznia után Magyarország a negyedik legnagyobb, megawattóránként 10,9 eurót meghaladó áremelkedést szenvedne el. A magyar stratégiai tárolóval ez 5,1 euróra lenne csökkenthető.

A Transz-Balkán csővezetéken érvényben lévő szerződés korlátozza a vezetéken az azonnali kereskedelmet. Amennyiben ellátásbiztonsági válsághelyzetben feltételezzük, hogy ez a korlátozás megszűnik, lokálisan jelentős javulás érhető el. Bulgária és Macedónia árváltozása a válság hatására jelentősen csökken (megawattóránként 16,4 euróval), míg Románia, ahonnan a forrás a másik két ország piacára jut, januári SOS ára 5,8 euróval nő. Ez a lokális hatás Magyarország piacára marginális hatást fejt ki. Fontos megjegyezni ugyanakkor, hogy a spot kereskedelem engedélyezésének pozitív hatása nem

jelenti azt, hogy a hosszú távú kapacitás lekötéseket teljes mértékben meg kell szüntetni. Ezek ugyanis jelentős mértékben segíthetik a tranzitvezetékek megtérülését, ezáltal biztosítva a hosszú távú, megbízható gázellátást. Ezt a célt szolgálja a 3. fejezetben tárgyalt harmadik fél hozzáférése alóli mentesség, amely lehetővé teszi, hogy a kapacitás egy része ne kerüljön piaci értékesítésre a megtérülést biztosítandó. Ezt azonban jellemzően csak a kapacitás egy bizonyos részére, és nem a teljes kapacitásra hagyják jóvá. Egy olyan mértékű kapacitáslekötés, mint a Transz-Balkán cső esetében, ahol a kapacitás teljes mértékben hosszú távú szállítási célokra van fenntartva véltetően a fenti érvekkel nem magyarázható.

A virtuális ellenirányú kereskedelem engedélyezése a Transz-Adriai gázvezetéken – amely azeri gázt szállít Törökországból Olaszországba hosszú távú gázvásárlási szerződés alapján – lehetővé teszi, hogy a gáz a magasabb árú piacon maradjon. Ez ellátásbiztonsági futtatások esetén a Balkán országainak (Bulgáriának, Szerbiának és Macedóniának) jelent megoldást, de Magyarországnak is profitál abból, hogy Szerbia a kieső mennyiséget részben déli irányból pótolja, így a magyar piacon megawattóránként 2,6 euróval kisebb januári áremelkedés figyelhető meg, mint a virtuális ellenirányú szállítások nélküli esetben.

Bár a vezetékek kétirányúvá alakítása az előző tisztán szabályozási változásokhoz képest beruházásigényes, ezek a beruházások a 2009-es válság tapasztalatai alapján – mivel már meglévő vezetékekhez kapcsolódnak – nagyon gyorsan és az új vezetékek építéséhez képest minimális költséggel megvalósíthatók. Feltételezve, hogy az érvényben lévő európai uniós rendelet végrehajtásaképp minden EU-EU határon megvalósul a kétirányú kereskedelem, a régió ellátásbiztonsága a nyugati piacokkal való jobb összeköttetésnek köszönhetően jelentősen javul (januárban az átlagos áremelkedés 23 százalékról 18 százalékra csökken). A nyugati piacokon ez nagyobb áremelkedéshez vezet, mint kétirányúvá alakítás nélkül, de a fogyasztói jólét európai szinten nő. Magyarország a kétirányúvá tétel egyik legnagyobb haszonélvezője, a régiós fogyasztói többlet 171 millió eurós növekedéséből 31 millió Magyarországnak.

A stratégiai gáztárolóval kapcsolatos várakozásainkat, így annak létjogosultságát a modellel végzett elemzéseink igazolták: a referenciaforgatókönyvben a stratégiai tároló Magyarországon túl Szerbiában, Boszniában, Ukrajnában, Moldovában és Romániában is csökkenti az áremelkedést és a fogyasztói jólét esését mind az egy hónapos, mind a hat hónapos szállítás

kimaradás esetén: összességében a januári válság alatt 200, a hat hónapos válság alatt 400 millió eurós nagyságrendben. Ezek az értékek minden futtatási forgatókönyvben hasonlóan alakulnak. Fontos azonban még egyszer kiemelni, hogy ez a régiós hatás azonban azt feltételezi, hogy a stratégiai tárolót ellátásbiztonsági válság idején nem adminisztratív úton csak a magyar lakossági fogyasztóknak osztják ki, hanem lehetővé teszik annak kereskedését, hogy az a leginkább kitett (magasabb árakat elszenvedő) országok piacaira juthasson.

Végezetül bemutatjuk (a 6.7. táblázat), hogy a három vizsgált eset (a rövid távú (spot) kereskedelem engedélyezése a Transz-Balkán vezetéken, a virtuális ellenirányú szállítások engedélyezése a Transz-Adriai gázvezetéken és a kétirányúvá tétel minden EU-EU határon) együttes megvalósításának milyen hatása van a régiós országok árváltozására és fogyasztói jólétére.

	Árváltozás (euró/megawattóra)			A fogyasztói többlet változása (millió euró)		
	éves átlag normál forgatókönyvben	a januári SOS forgatókönyvben	féléves SOS forgatókönyvben	éves összeg normál forgatókönyvben	a januári SOS forgatókönyvben	féléves SOS forgatókönyvben
Ausztria	-0,3	-2,5	-1,4	30,8	27,8	74,8
Bosznia-Hercegovina	-2,4	-1,1	0,0	3,9	0,2	0,0
Bulgária	-2,7	-0,8	-0,6	101,5	3,8	11,6
Görögország	-2,5	-0,8	-0,7	89,5	2,8	12,2
Horvátország	-0,5	1,4	4,1	13,5	-3,7	-58,3
Magyarország	-0,7	-4,2	-4,7	63,5	51,9	226,1
Olaszország	-0,2	0,0	0,3	155,8	0,0	-33,8
Macedónia	-2,5	-0,8	-0,7	4,0	0,1	0,6
Moldova	-0,6	-1,0	-2,0	5,8	1,0	8,5
Lengyelország	-0,6	-0,3	-0,3	98,0	6,6	29,8
Románia	0,4	4,3	5,2	-49,1	-48,0	-308,1
Szerbia	-2,4	-1,1	0,0	75,7	3,2	0,0
Szlovénia	-0,4	-2,5	-1,2	3,0	2,5	5,7
Szlovákia	-0,6	-1,2	-0,1	31,5	10,1	5,2
Ukrajna	-0,6	-1,0	-2,0	357,5	79,0	567,1
Régiós átlag/összeg <sup>b</sup>	-0,5	-0,5	-0,3	984,9	137,3	241,4
EU-átlag/összeg	-0,1	0,0	0,1	382,3	-7,3	-361,1

<sup>b</sup>A táblázat utolsó két sorában az árak esetében az egyes országok fogyasztásával súlyozott átlag, míg a fogyasztó többlet esetében az egyes országok értékeinek az összege szerepel

6.7. táblázat. A rövid távú (spot) kereskedelem és a virtuális ellenirányú szállítások engedélyezésének, valamint a vezetékek kétirányúvá tételének együttes hatása

*Forrás: Selei-Tóth (2015a) – saját számítások a modell outputjaiból*

A szabályozási változásoknak köszönhetően azt tapasztaljuk, hogy az európai átlagár nem nő az egyhavi gázszállítás-korlátozás hatására, és a féléves korlátozás esetében is csak minimálisan. Ezzel szemben a vizsgált kelet-európai régió megawattóránkénti átlagára 0,5 euróval csökken, és a legna-

gyobb (4,2 eurós) csökkenés az egy hónapos korlátozási forgatókönyvben Magyarországon tapasztalható. Ez elsősorban annak köszönhető, hogy a meglévő magyar-horvát és magyar-román vezetékek kapacitásának kétirányúvá alakítása miatt a román és a horvát saját kitermelésű gázforrások elérhetővé válnak Magyarország számára. Ezzel párhuzamosan a horvát és román árak értelemszerűen nőnek. A szomszédos országok késleltető magatartása a kétirányúvá tételben ennek fényében nem meglepő. A fogyasztói többlet változása mind az egyhavi, mind a fél éves korlátozás esetében a szabályozási változások hatására úgy módosul, hogy míg összeurópai szinten a hatás minimálisan negatív, a régió számára jelentős fogyasztói jólétjavulás áll elő.

A magyar piaci döntéshozók számára megfogalmazott ajánlások a fenti modellezési vizsgálat alapján a következők.

- Magyarország ellátásbiztonságának elősegítése céljából érdemes az Európai Unió piaci szabályozás következetes végrehajtásában részt venni és azt támogatni.
- A vezetékek kétirányúvá tétele esetében érdemes a horvát-magyar irány mielőbbi horvát megépítését szorgalmazni, hiszen az ellátásbiztonsági esetben a horvát cseppfolyósított földgáz terminál kialakítása nélkül is 48-65 százalékos kihasználtsággal üzemelne. A magyar-osztrák irány ugyanakkor egyik modellezett forgatókönyvben sem kerül kihasználásra, így támogatható az osztrák mentességi kérelem ennek a vezetékeknek a kétirányúvá tétele alól.

Fontos megjegyezni ugyanakkor, hogy a szabályozási eszközök hatásait kizárólag válsághelyzetekben vizsgáltuk, ami az eredmények általánosíthatóságát korlátozza. Teljes mértékű jóléti elemzés végrehajtása a normák körülmények melletti eredmények alapos vizsgálata nélkül nem lehetséges.

## 7. fejezet

# A legfontosabb határkeresztező gázinfrastruktúra projektek azonosítása és jóléti elemzése

### 7.1. Háttér

Korábban már volt szó róla, hogy az alaposan átgondolt infrastruktúra-fejlesztés az egyik kulcsfontosságú tényezője az integrált európai gázpiac létrehozásának. Emellett megfelelő szintű fizikai összeköttetés nyújtja az ellátásbiztonságot, ami napjainkban – ahogyan azt az előző fejezetben is láttuk – elsősorban az Európai Unió új tagállamainak gázpiacai szempontjából kiemelt jelentőségű kérdés. Szintén kifejtettem korábban, hogy látva a szükséges beruházások elmaradását, illetve késleltetését az Európai Unió kidolgozott egy támogatási rendszert azoknak a közös érdekű projekteknek (Project of Common Interest, PCI) a támogatására, amelyek a leginkább szükségesek az integrált európai gázpiac létrejöttéhez, illetve az ellátásbiztonság megteremtéséhez. Nincs ugyanakkor egyértelmű konszenzus abban a tekintetben, hogy pontosan milyen módszertannal kell ezeket a projekteket értékelni. Jelen fejezet ehhez a vitához szeretne hozzájárulni egy olyan modell alapú módszertan bemutatásával, amely alkalmas arra, hogy azonosítsa a legfontosabb hiányzó gázinfrastruktúra-elemeket. Az itt bemutatott elemzés célja, hogy a 2013-as PCI listáról piacmodellezés segítségével kiválassza az európai gázpiaci integráció létrejöttéhez leginkább szükséges infrastruk-

túra elemeket.<sup>1</sup>

A PCI-ok kiválasztásának és értékelésének jelenlegi módszertanát, amelyet a 2013-as és 2015-ös PCI-ok kiválasztásának során alkalmaztak, az ENT-SOG dolgozta ki (ENTSOG (2013)). Ennek a módszertannak azonban több fontos hiányosságára is rámutattak (lásd például Frontier Economics (2014) és ACER (2014)). Ilyen például, hogy az új határkeresztező vezetékek megépüléséből származó jólétváltozást kizárólag a fogyasztói és termelői csoportok esetében számszerűsíti, és nem számol más piaci szereplők (például rendszerüzemeltetők vagy kereskedők) jólétének változásával. További hiányosság az is, hogy a számszerűsített jóléti hatást csak aggregált szinten határozza meg, nem bontja meg tagállamokra, illetve a nem EU tagállamokban megjelenő hatást egyáltalán nem veszi figyelembe. Emellett azt is érdemes megemlíteni, hogy az ENTSOG modellje nem veszi figyelembe a szállítási költségeket. Az általunk használt EGMM modell ugyanakkor kezelni tudja ezeket a hiányosságokat.

Az alkalmazott vizsgálati keret abban a tekintetben is túlmutat a szakirodalomban fellelhető vizsgálódásokon, hogy a jelenlegi piaci struktúra feltételezésén túl egy olyan scenáriót is megvizsgálunk, amelyben megváltoztatjuk a hosszú távú szerződés keretein belül érkező orosz gáz szállítási útvonalait és átadási pontjait. Ezt a feltételezést több, az elmúlt időszakban megjelent orosz nyilatkozat is alátámasztja<sup>2</sup>. 2015 elején Vlagyimir Putyin orosz elnök a Déli Áramlat projekt eltörlését követően azt is bejelentette, hogy 2019 után Oroszország megszünteti az Ukrajnán keresztül történő gázszállítást Európába. Ezzel párhuzamosan az orosz gáz európai partnerek számára történő átadási pontja az EU határaitól tevődne át, és a vásárlók lennének felelősek az EU-n belüli szállításokért. Annak ellenére, hogy – ahogyan azt korábban bemutattuk – a gáz-infrastruktúra hosszútávra történő lekötését a piacintegráció és az új piaci szereplők belépése előtt álló fontos akadályként azonosították, a hosszú távú szerződéses útvonalak szükségességének megkérdőjelezésére a szakirodalomban tudomásunk szerint mindeddig lényegében nem került sor. A fejezet további részében megvizsgáljuk, hogy az orosz szerződéses feltételek fenti módon történő átalakulása és a szállítások során Ukrajna kikerülése milyen jóléti következményekkel jár az egyes tag-

---

<sup>1</sup>Ez a fejezet egy berlini konferenciára ('The 2020 Strategy Experience: Lessons for Regional Cooperation, EU Governance and Investment' Berlin, 2015) készült (Takácsné Tóth Borbálával közösen írt) working paper eredményei alapján íródott.

<sup>2</sup>Ilyen például a Gazprom vezérigazgatójának, Alexei Miller-nek a nyilatkozata, amely itt olvasható: <http://rt.com/business/249273-gazprom-ukraine-gas-transit/>.



államokra nézve. Ezt követően megvizsgáljuk azt is, hogy a piaci struktúra ilyen módon történő átalakítása esetén milyen infrastruktúra elemek megépítése válik szükségessé.

Az Európai Unió egyre erősödő klímapolitikai törekvései szintén hatással lehetnek arra, hogy mely gázinfrastruktúra projekteket a legfontosabb megépíteni. Az energiahatékonysági intézkedések miatt összességében várhatóan csökken a gázkereslet, ugyanakkor a széncsökkentési terveknek köszönhetően – különösen a magas fosszilis tüzelőanyag-részesedéssel rendelkező országokban – a klímapolitikai előírások következtében a gázkereslet némileg növekedhet is (a széntüzelés rovására). Az egyes országokban így kialakuló gázkereslet-változás hatással lesz nem csak a nagykereskedelmi árakra, hanem az infrastruktúra kihasználtságára is, amit az új infrastruktúra tervezésekor figyelembe kell venni. Utolsó elemzési scenáriónkban ezt a hatást vizsgáljuk.

Az infrastruktúra-beruházások jóléti hatásainak vizsgálatát komparatív statikai keretben végezzük el, melynek során összehasonlítjuk az egyensúlyi kimeneteket a beruházások megvalósítása mellett és anélkül. A számszerűsített jóléti hatásokat végül összevetjük a beruházási költségek becsült értékével, hogy lássuk, hogy az azonosított projektek megvalósítása társadalmi szempontból jövedelmező-e. A szakirodalomban fellelhető néhány modell túllép ezen a statikus megközelítésen és a infrastruktúra építését endogén módon lehetővé teszi a modellezés során. Lise and Hobbs (2008) például a GASTALE modellt fejlesztette tovább oly módon, hogy a modell automatikusan új határkeresztező vezetékek megépülését feltételezi, amennyiben a két ország közötti árkülönbség meghalad egy előre definiált határértéket.

Az EGMM modellel korábban végzett infrastruktúra-elemzések megtalálhatók például: (Kaderják és szerzőtársai (2013), REKK és KEMA (2013), Sartor és szerzőtársai (2014), Selei és Tóth (2013)).

## **7.2. A vizsgált forgatókönyvek és hipotézisek**

Korábban már volt szó róla, hogy a közgazdasági elmélet szerint egy tökéletesen integrált piacon, ahol nincsenek szűkös kapacitások, az egyes országok közötti árak kiegyenlítődnek. A gázpiacon a helyzet némiképp speciális, hiszen a határkeresztező szállítások esetén nem csak a határkeresztező kapacitás díját kell kifizetni (amennyiben nem nulla), hanem ezen túl felmerülnek átviteli tarifák is. Egy adott határ esetében ez jellemzően az exportáló or-

szág exit, és az importáló ország entry tarifájának a megfizetését jelenti. Így ebben az esetben két ország közötti árkülönbség a két ország közötti szállítási költségekkel azonos, és csak abban az esetben tér el ettől, ha a két ország közötti szállítói kapacitások szűkösek.

Elemzésünk célja, hogy azonosítsuk a kelet-közép-európai régió szempontjából kritikus szűkös kapacitásokat és hiányzó infrastruktúrát különböző piaci struktúrákat feltételezve. Az európai piaci körülmények két fontos változását szimuláljuk:

- az orosz hosszú távú szerződések szállítási útvonalainak és átadási pontjainak változását (Ukrajna megkerülésével)
- hatékonyabb klímapolitikai és energiahatékonysági intézkedések megvalósulását

A kulcsfontosságú infrastruktúra azonosítását követően számszerűsítjük, hogy mekkora jóléti hatással járna ezeknek a megvalósítása. A jóléti hatások vizsgálatát komparatív statikai keretben végezzük el, melynek során összehasonlítjuk az egyensúlyi kimeneteket a beruházások megvalósítása mellett és anélkül. A számszerűsített jóléti hatásokat végül összevetjük a beruházási költségek becsült értékével, hogy lássuk, hogy az azonosított projektek megvalósítása társadalmi szempontból kívánatos-e.

A fentiek alapján négy különböző scenáriót feltételezve végzünk elemzéseket:

- **1. scenárió:** a 2015-ös referenciaévet modellezzük az akkori gázpiaci infrastruktúrával<sup>3</sup>, keresleti és kínálati viszonyokkal<sup>4</sup>, a hosszú távú szerződések 2015 elején érvényes szerződött mennyiségeivel, becsült áraival és rugalmasságával, az akkor érvényben lévő szállítási útvonalak és átadási pontok meglétét feltételezve. A modellben használt átviteli és tárolói tarifák szintén a 2015-ös év elején érvényes helyzetet tükrözik.
- **2. scenárió:** ebben az esetben egy 2020-ra vonatkozó referenciaévet modellezzünk, amely esetben a modellt az adott időszakra vonatkozó keresleti és kínálati előrejelzésekkel, mint inputadatokkal töltjük fel<sup>5</sup>.

<sup>3</sup>az ENTSOG kapacitástérképe alapján

<sup>4</sup>Az előrejelzéseket a 2015-ös TYNDP alapján építettük be a modellbe (grey scenárió, éves adatok)

<sup>5</sup>Az inputadatok forrása az ENTSOG 2015-ös 10 éves Hálózatfejlesztési Terve (TYNDP 2015)

Emellett azzal a feltételezéssel élünk, hogy a lejáró hosszútávú szerződéseket a szerződött felek nem hosszabbítják meg (ez 30 milliárd köbméterrel kevesebb orosz gázt jelent európai szinten). Az infrastruktúra tekintetében már ebben a kiinduló esetben beépítjük a modellbe azokat a tervezett infrastruktúra elemeket, amelyek végső beruházási döntéssel (final investment decision, FID) rendelkeznek, és várhatóan 2020-ig üzembe lépnek. A legfontosabb ilyen feltételezett beruházás a Transz-Adriai vezeték megépítése<sup>6</sup>.

- **3. scenárió:** ebben az esetben az előző 2020-as referenciascenáriót úgy módosítjuk, hogy megváltoztatjuk az orosz hosszútávú szerződések (LTC) szállítási viszonyait. A jelenlegi gyakorlat helyett, mely szerint az orosz fél a szerződött gázt a fogadó országok határainál adja át, azt feltételezzük, hogy a Gazprom kizárólag az EU külső határaihoz szállítja el a gázt (Ukrajnát kikerülve) egységes áron, onnan pedig a fogadó országok dolga elszállítani azt a saját országukba a rendelkezésre álló infrastruktúrán. Ennek megfelelően a következő átadási pontokkal számolunk:

- az Északi Áramlaton keresztül Németországba szállítanak orosz gázt
- a Yamal vezetéken keresztül Lengyelországba
- Törökországon keresztül Bulgáriába és Görögországba. Ezen szállítások feltétele a Török Áramlat megépülése, valamint a török-görög vezeték kibővítése és a Transz-Balkán vezeték megfordítása Törökország és Bulgária között. Ezek meglétét a modellezés során feltételezzük.
- az Oroszországgal közvetlen összeköttetésben lévő Finnország és balti államok változatlan feltételek mellett jutnak orosz gázhoz.

Fontos megjegyezni, hogy az ebben a scenárióban Európába szállított szerződéses orosz gáz mennyisége megegyezik a 2. scenárióban szállított mennyiséggel, kizárólag annak útvonala és átadási pontja változik meg.

---

<sup>6</sup>Ezzel párhuzamosan beépítünk a modellbe két új hosszú távú szerződést: az egyik 1 bcm Azeri gázt szállít Görögországba, a másik 8 bcm-et Olaszországba 25,2 €/MWh-s áron (olaszországi ár a referenciában)

- **4a és 4b scenárió:** a 2. és 3. scenáriót módosított keresletek mellett is megvizsgáltuk, melyekben figyelembe vettük az európai energiahatékonysági intézkedések várható hatásait.

Az elemzett scenáriók fő jellemzőit és a referencia-scenárióhoz képest feltételezett pótlólagos infrastruktúra-elemeket a 7.1. táblázat foglalja össze.

		1. scenárió - 2015-ös referencia	2. scenárió - 2020 a jelenlegi szerződéses útvonalakat feltételezve (Ukrajnán keresztül)	3. scenárió – 2020 szerződéses útvonalak és ukrán tranzit nélkül	4a. scenárió – 2. scenárió módosított kereslettel	4b. scenárió – 3. scenárió módosított kereslettel
Kereslet	2015	X				
	2020		X	X	X	X
Hosszú távú szerződéses útvonalak	Jelenlegi útvonalak	X	X		X	
	Nincsenek rögzített útvonalak			X		X
A referencia- scenárióhoz képest feltételezett pótlólagos infrastruktúra- elemek	Lengyel LNG	X	X	X	X	X
	Transz- Adriai vezeték		X	X	X	X
	Török Áramlat			X		X
	Török- bolgár vezeték			X		X
	Török-görög vezeték bővítés			X		X

7.1. táblázat. A modellezési scenáriók fő jellemzői

*Forrás: Selei-Tóth (2015b)*

A modellezés során minden fenti scenárió esetében meghatároztuk azt a pótlólagos infrastruktúrát, amely a piacintegráció megvalósulásához szükséges. Módszertanilag ez a következőt jelenti: első lépésben megnöveljük azokat a határkeresztező kapacitásokat, melyeken a referencia-scenárióban szűkület van, majd új határkeresztező vezetéket feltételezünk<sup>7</sup> azokon a határokon, ahol a két ország közötti árkülönbség nagyobb, mint az adott határon a szállítási költség (ami a két ország ki- illetve belépési tarifájának összegeként adódik). Először a legnagyobb árkülönbséggel rendelkező országok közé feltételeztünk új vezetéket, azzal a feltevéssel élve, hogy várhatóan ezen a vezetéken lesz a legnagyobb mértékű áramlás, így ennek lesz a legjelentősebb a jóléti hatása is. Meg kell jegyezni ugyanakkor, hogy a jóléti hatás elsősorban a tovagyrúzó hatások miatt nem kizárólag a két ország közötti

<sup>7</sup>A feltételezett kapacitás meghatározásához az ENTSOG 2015-ös 10 éves Hálózatfejlesztési Tervét használtuk.

árkülönbségtől függ. Némileg kifinomultabb módszertan lehetett volna, ha minden különböző árú szomszédos országokat összekötő határkeresztező vezeték megépülésének jóléti hatását számszerűsítjük, és annak a megépülését feltételezzük először, amelyik a legnagyobb pozitív jóléti hatással jár. Ez ugyanakkor sokszorosára növelte volna a számítási igényt, és véleményünk szerint hasonló eredményre vezetett volna. Egészen addig feltételeztük új vezeték megépülését, amíg már nem volt két olyan ország, amelyek között az árkülönbség a szállítási költségeknél<sup>8</sup> nagyobb.

### Hipotéziseink a következők voltak:

- Mivel a PCI lista egymással versenyző elemeket is tartalmaz, minden azon szereplő infrastruktúra megépítésére nincs szükség az integrált európai gázpiac létrejöttéhez. Ehelyett mindössze néhány infrastruktúraelem megépülésével biztosítható a piacintegráció.
- A 2020-as várható piaci környezetet feltételezve a piacintegrációhoz szükséges projektek megépülése nagyobb jólétnövekedést eredményez, mint ugyanez 2015-ös piaci környezetet feltételezve. Ennek oka, hogy a hosszú távú szerződéses gáz mennyiségének csökkenése miatt nagyobb tér nyílik az egyéb forrásokból a régióba hozható gáz versenyének.
- Az Északi Áramlat megépülésének és a gázforrások diverzifikációjának köszönhetően (holland és norvég hazai kitermelés, és az LNG jelenléte) Észak-és Nyugat-Európa gázpiacait várhatóan nem érinti jelentősen az orosz hosszú távú szerződések átadási pontjának megváltozása, a jelenlegi infrastruktúra vélhetően elegendő lesz az orosz gáz célországokba történő elszállításához.
- A közép-és dél-kelet európai országok (Central and Southern-Eastern European, CSEE) esetében ugyanakkor a hosszútávú szerződések ilyen módon történő megváltozása vélhetően jelentős infrastruktúra-bővítési igénnyel jár, lévén, hogy ezek az országok történelmi és földrajzi okokból erősen függenek az Ukrajnán keresztül szállított orosz gáztól.
- Várakozásaink szerint egy erőteljesebb európai klíma-és energiahatékonysági politika jelentősen megváltoztatná a tagállamok gáz iránti ke-

---

<sup>8</sup>Új infrastruktúra esetén a szállítási költségeket 2 €/MWh-nak feltételeztük

resletét – a legtöbb esetben csökkenti, míg néhány esetben növeli azt – ami módosíthatja az azonosított infrastruktúra kihasználtságát.

A hasznok számszerűsítéséhez ebben az esetben is a korábban bemutatott Európai Gázpiaci modellt használtuk, amiben egyes scenáriók esetében módosítottuk a hosszú távú szerződések struktúráját és átvételi mechanizmusát.

Fontos hangsúlyozni, hogy olyan infrastruktúra-elemeket, amelyeknek a nettó jóléti hatása negatív, nem érdemes megépíteni. Ennek megítéléséhez a számszerűsített hasznokat össze kell vetni a beruházási költségekkel. Mivel a beruházási költségadatok a legtöbb projekt esetében nem nyilvánosak, így ezekre csak becslést tudunk adni a vezetékekről elérhető nyilvános adatok (hossz, átmérő) és az ACER által publikált benchmark beruházási költségadatok alapján. Például, egy közepes átmérővel (28-35 inch) rendelkező cső átlagos beruházási költsége 1,06 millió euró kilométerenként (ACER (2015), 8. táblázat), míg egy átlagos méretű új kompresszor állomás költsége 2,1 millió euró (ACER (2015), 11. táblázat). Így például egy 185 km hosszú, 32 inch átmérőjű görög-bolgár vezeték becsült teljes beruházási költsége 234 millió euró. Mivel a modell a becsült hasznokat egy évre számszerűsíti, így a beruházási költségeknek is meghatároztuk az egy évre vetített értékét 25 éves élettartamot és 4%-os diszkontrátát feltételezve (összhangban az ACER költség-haszon elemzési módszertanra vonatkozó javaslatával (ACER (2014))). Így a fenti példában a görög-bolgár vezeték esetében a teljes beruházási költség 15 millió euró évente. A következő táblázat az összes később hivatkozott vezeték alapadatait és becsült beruházási költségeit tartalmazza:

Honnan	Hova	Rövidítés	Kapacitás (bcm/év)	Hossz (km)	Diameter (inch)	Beruházási költség (millió €/év)
Ausztria	Magyarország	AT-HU	5	100	39	11.8
Románia	Magyarország	RO-HU	1.67	6	28	2.8
Románia	Moldova	RO-MV	1.5	43.2	20	4.4
Görögország	Bulgária	GR-BG	3	185	32	15
Bulgária	Szerbia	BG-RS	1.8	150	28	12.6
Németország	Ausztria	DE-AT	10	100	56	18
Románia	Bulgária	RO-BG	1.5	25	20	3.5
Lengyelország	Szlovákia	PL-SK	5.4	164	39	17.7

7.2. táblázat. A modellezési scenáriók fő jellemzői  
*Forrás: saját számítás az ACER (2015) benchmark adatai alapján*

## 7.3. Modellezési eredmények

### 7.3.1. Az 1. scenárió eredményei

Első lépésként a 2015-ös referencia scenárión végzett elemzéseket mutatjuk be. Ebben a referencia forgatókönyvben a vizsgált régió átlagos nagykereskedelmi gázára (23,3 €/MWh) 1,6 €/MWh-val magasabb, mint az EU28 országok átlagára (21,7 €/MWh). Az elmúlt néhány év empirikus megfigyeléseivel összhangban egyedül az osztrák-magyar vezetéken figyelhető megtorlódás. Ennek megfelelően a fent részletezett módszertan alapján először ezt a vezetéket bővítjük ki, hogy lehetővé tegyünk a szükséges mértékű gázáramlást Nyugat-Európából a dél-kelet-közép-európai régióba. Ezt követően a következő határkeresztező vezetékek bizonyultak a legfontosabbaknak:

- a román-magyar vezeték bővítése, amely irányban jelenleg a magyar-román irányú kapacitás 5%-a érhető el ellenirányú áramlásra. Ezt a vezetéket az EU is erősen támogatja és részben finanszírozza is;
- a román-moldáv határkeresztező vezeték, amelynek az elindításáról már többször is megállapodtak a felek, de a tényleges működésbe lépést rövid távú érdekek érvényesítése miatt folyamatosan elhalasztják <sup>9</sup>;

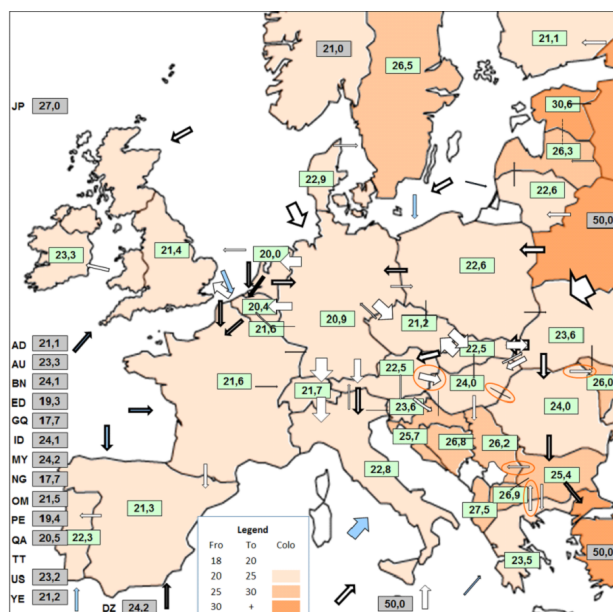
Mindkét fenti vezeték célja, hogy az alacsony költségű Romániában kitermelt gázt a magasabb árú szomszédos országokba juttassa el.

- a görög-bolgár összekötő vezeték (IGB), amely üzembe lépésének a cél dátuma az EU erős támogatása ellenére évek óta folyamatosan kitolódik;
- a bolgár-szerb összekötő vezeték.

Utóbbi két vezeték a görög piacról juttatná az olcsóbb cseppfolyósított földgázt a bolgár, szerb, illetve bosnyák piacokra. A kapott eredmények összhangban vannak több uniós intézmény által azonosított legfontosabb régiós projektekkel (ENTSOG TYNDP (2015), COM (2014)). A modellezett éves nagykereskedelmi átlagárakat és a határkeresztező áramlásokat a fenti kulcs-infrastruktúra elemek<sup>10</sup> megépülését követően ábrázolja a 7.1. ábra.

<sup>9</sup>A továbbiakban minden későbbi scenárióban feltételezzük ezt a vezetéket, hogy enyhítsük a moldáv piac elszigeteltségét

<sup>10</sup>A továbbiakban minden későbbi scenárióban feltételezzük ezt a vezetéket, hogy enyhítsük a moldáv piac elszigeteltségét



Megjegyzés: a jelmagyarázatokat lásd a 7. ábra alatt

7.1. ábra. 2015-ös piaci környezet a kulcs infrastruktúra-elemekkel

Forrás: Selei-Tóth (2015b) – az EGMM segítségével készült

A projektek létrejöttének köszönhető jóléti változásokat a 7.3. táblázat foglalja össze.

A jóléti hatások bemutatása során a következő csoportokat különböztetjük meg: fogyasztók, termelők, hosszú távú szerződések tulajdonosai és az infrastruktúra üzemeltetők (rendszerirányítók, tároló és LNG terminál működtetők). Ezek a jóléti mutatóknak az elemzése magyarázatot adhat arra, hogy miért késik folyamatosan némely projektek megvalósulása. Látható, hogy a rendszerirányítók önmagukban valóban nem érdekeltek e vezetékek megépülésében, hiszen aukciós bevételeik csökken a szűkületek új vezetékek miatt történt megszűnésével, és ezt a magasabb működési profitjuk nem tudja ellensúlyozni. A rendszerirányítók veszteségén túl két jelentős jólétcsökkentő tétel figyelhető meg: az egyik a román fogyasztók jelentős jólétvesztése, amely abból fakad, hogy a román piaci ár jelentősen megemelkedik a két drágább piaccal (Magyarországgal és Moldovával) történő összeköttetés miatt. A másik jelentős jólétcsökkenés a hosszútávú szerződés tulajdonosainál figyelhető meg azokban az országokban, ahol csökken az ár, hiszen így ők profitot veszítenek a fix áras szerződéseiken. A fogyasztói többlet jelentős növekedése régiós szinten ellensúlyozza a fenti jóléti veszteségeket, így az össztársadalmi jólét évente 10 millió euróval növekedne a projekteknek kö-



	Ár (€/MWh)		Jólétváltozás (millió €)				
	Referencia	Új infrastruktúrával	Fogyasztói többlet	Termelői többlet	Hosszú távú szerz. tulajdonosainak profitja	Infrastruktúrán keletkező profit	Teljes társadalmi jólét
AT	22.1	22.5	-36.2	6.6	34.6	1.0	6.0
BA	27.0	26.8	0.2	0.0	-0.2	0.0	0.0
BG	26.2	25.4	27.0	-3.5	-21.5	7.0	9.1
GR	23.3	23.5	-8.5	0.0	-1.8	3.3	-7.0
HR	25.6	25.7	-4.7	2.0	0.0	0.4	-2.2
HU	24.7	24.0	67.4	-9.5	-35.3	-14.9	7.7
MK	27.9	26.9	1.6	0.0	-1.5	0.0	0.1
MV	27.7	26.0	16.1	0.0	-1.0	0.8	16.0
RO	20.5	24.0	-381.5	377.2	14.6	-1.8	8.5
SB	26.7	26.2	17.9	-1.0	-7.6	-10.3	-0.9
SI	23.2	23.6	-3.4	0.0	3.8	-4.0	-3.6
SK	22.7	22.5	9.7	0.0	-7.6	-25.7	-23.6
A régióban együttesen	<b>23.3</b>	<b>23.9</b>	<b>-294.3</b>	<b>372.0</b>	<b>-23.6</b>	<b>-44.2</b>	<b>9.9</b>
Az EU28-ban együttesen	<b>21.7</b>	<b>21.8</b>	<b>-182.6</b>	<b>329.3</b>	<b>-105.4</b>	<b>-88.2</b>	<b>-46.9</b>

7.3. táblázat. A kulcs infrastruktúra elemeknek köszönhető jólétváltozás a 2015-ös piaci környezetben (1. scenárió)

*Selei-Tóth (2015b)- saját táblázat a modell eredményei alapján*

szönhetően. A megépített projektek becsült összköltsége ugyanakkor évi 46,6 millió euró, így a nettó társadalmi jólétváltozás negatív, amely indokolhatja a fenti beruházások késleltetését. Látható az is, hogy a fenti projektek megépítése az EU28 szintjén már a beruházási költségek figyelembe vétele nélkül is jóléti veszteségeket eredményezne<sup>11</sup>.

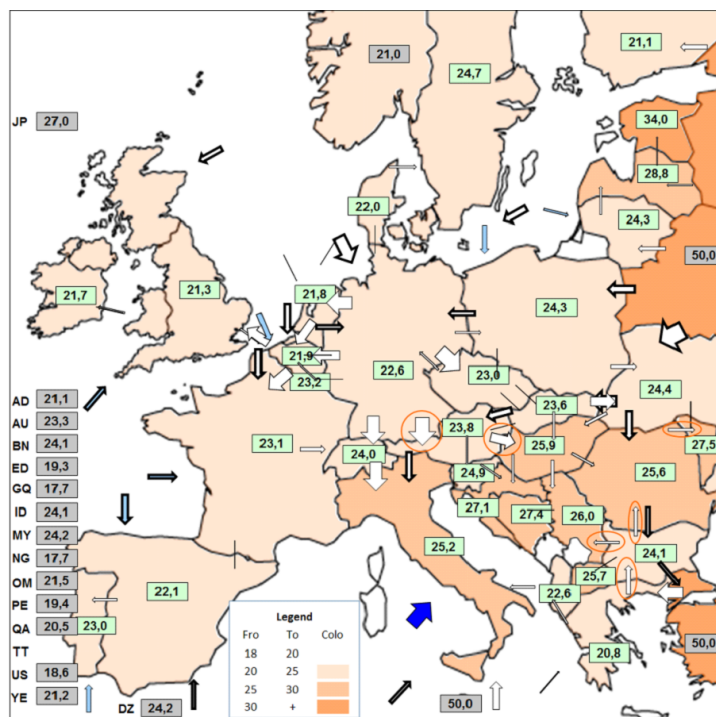
### 7.3.2. A 2. scenárió eredményei

A következőkben bemutatjuk a 2020-as referencia scenárión végzett elemzéseinket. Ahogy korábban említettük, ebben az esetben azzal a feltételezéssel éltünk, hogy a 2020-ig lejáró hosszú távú szerződéseket nem hosszabbítják meg<sup>12</sup>. A szerződéses gáz alacsonyabb mennyiségének köszönhetően az éves átlagos nagykereskedelmi árak Európa-szerte emelkednek. Továbbra is igaz azonban, hogy a dél-kelet-európai régióban magasabbak az árak, mint Nyugat-Európában, amely a korábban is zsúfolt osztrák-magyar vezeték mel-

<sup>11</sup>Fontos megjegyezni, hogy a modell logikájából fakadóan új interkonktorok megépítése elősegíti az országok közötti hatékonyabb kereskedelmet, így a modellezett országok teljes körére nézve nem járhat negatív jóléti hatással. Az EU28 szintén megfigyelhető negatív jóléti hatás úgy állhat elő, hogy bár a táblázatban nem szerepel, a haszon egy jelentős része Ukrajnában realizálódik.

<sup>12</sup>A lejáró szerződések a következők: RU-HU, RU-SI, RU-GR, RU-AT, NO-AT, DZ-IT, együttesen 30 milliárd köbméter. Ez a feltételezés meglehetősen szélsőséges, mivel nem valószínű, hogy Oroszország lemond ezekről a piacokról a szerződés lejárta után. Az orosz fél stratégiai viselkedését ebben a fejezetben nem vizsgáljuk.

lett annak köszönhető, hogy a 2020-as feltételezések mellett a német-osztrák határon sincs elég rendelkezésre álló kapacitás, így Nyugat-Európából a szükséges mennyiségnél kevesebb gáz áramlik a régióba.



*Megjegyzés: a jelmagyarázatokat lásd a 7. ábra alatt*

7.2. ábra. 2020-as piaci környezet a kulcs infrastruktúra-elemekkel

*Forrás: Selei-Tóth (2015b) – az EGMM segítségével készült*

A 2020-as piaci környezetben ugyanazok a vezetékek bizonyulnak kulcsfontosságúnak (lásd a 7.2. ábrán bekarikázott vezetékeket), mint 2015-ben, azzal a különbséggel, hogy felkerül a listára a bolgár-román összekötő.

Részben a hosszútávú szerződések megszűnésének (és így a rajtuk realizált veszteség csökkenésének) köszönhetően az új infrastruktúra következtében realizálható társadalmi jóléti nyereség jelentősen nagyobb, mint a 2015-ös esetben volt: az EU28 egésze itt már jelentős pozitív (284 millió €) hasznot realizál, míg a régió össztársadalmi haszna 344 millió €-évente. Ha ezt az értéket összevetjük az azonosított hiányzó infrastruktúra elemek együttes becsült beruházási költségével (68,1 millió €), akkor látható, hogy a költségeket levonva is jelentős lehet a beruházások pozitív jóléti hatása (nettó 275,5 millió €-a régióban). A hosszútávú szerződések tulajdonosainak profitváltozása továbbra is negatív, a rendszerirányítók bevétele azonban kiegyensúlyozottabb: a csökkenő aukciós bevételeket ellensúlyozza az új vezetékeken kialakuló ma-

gas forgalomból adódó működési bevétel. A jólétváltozás a régió legtöbb országában pozitív, egyedül Szlovákia szenved el jelentős jólétsökkenést elsősorban a szűkületek feloldásának következményeként.

	Ár (€/MWh)		Jólétváltozás (millió €)				
	Referencia	Új infrastruktúrával	Fogyasztói többlet	Termelői többlet	Hosszú távú szerz. tulajdonosainak profitja	Infrastruktúrán keletkező profit	Teljes társadalmi jólét
AT	24.3	23.8	37.8	-5.5	-26.5	76.4	82.2
BA	30.3	27.4	4.8	0.0	-4.4	0.0	0.4
BG	30.5	24.1	272.3	-76.5	-176.8	75.9	95.0
GR	20.8	20.8	-0.2	0.0	0.1	29.0	28.9
HR	28.0	27.1	20.6	-8.2	0.0	-0.7	11.8
HU	27.8	25.9	222.1	-22.0	0.0	-67.8	132.2
MK	27.7	25.7	3.1	0.0	-3.0	0.0	0.1
MV	29.4	27.5	19.4	0.0	-1.2	0.7	18.9
RO	26.9	25.6	140.3	-120.5	-6.1	-1.7	12.0
SB	30.0	26.0	140.5	-4.0	-50.1	-10.8	75.5
SI	25.4	24.9	4.1	0.0	-1.8	-3.9	-1.5
SK	24.1	23.6	32.9	0.0	-38.0	-106.9	-111.9
A régióban együttesen	<b>26.5</b>	<b>24.8</b>	<b>897.8</b>	<b>-236.8</b>	<b>-307.8</b>	<b>-9.7</b>	<b>343.6</b>
Az EU28-ban együttesen	<b>23.2</b>	<b>23.1</b>	<b>647.7</b>	<b>-155.2</b>	<b>-150.6</b>	<b>-58.2</b>	<b>283.7</b>

7.4. táblázat. A kulcs infrastruktúra elemeknek köszönhető jólétváltozás a 2020-as piaci környezetben (2. scenárió)

*Selei-Tóth (2015b)- saját táblázat a modell eredményei alapján*

### 7.3.3. A 3. scenárió eredményei

A harmadik vizsgált scenárióban szintén a 2020-as piaci környezetből indulunk ki, de a fentebb már ismertetett módon megváltoztatjuk a piaci környezetet: az oroszok a gázt nem a fogadó országokba, hanem az EU határaitra szállítják Ukrajna megkerülésével egységes (23 €/MWh-s) áron. Ezt követően a gáz elosztását az országok között a piaci erők és az infrastrukturális korlátok határozzák meg. Ahogyan azt fentebb is említettük, a Törökországon keresztüli szállítások feltétele a Török Áramlat megépülése, valamint a török-görög vezeték kibővítése és a Transz-Balkán vezeték megfordítása Törökország és Bulgária között<sup>13</sup>.

A 7.5. táblázat eredményei szerint pusztán a szerződéses feltételek megváltoztatása közel akkora jólétnövekedést eredményez (340 millió €/év), mint a 2. scenárióban azonosított kulcsvezetékek együttes megépülése. Fontos megjegyezni, hogy miközben a régiós és EU-s nagykereskedelmi átlagár nem

<sup>13</sup>Ezeket a bővítéseket az ábrán zölddel karikázott nyilak jelölik

változik, a társadalmi jólét jelentősen emelkedik. A modellezés eredményei tehát megerősítik azt a korábbi feltételezést, mely szerint a rögzített szerződéses útvonalak megakadályozzák az infrastruktúra hatékony kihasználását, vagyis, hogy a gáz az olcsóbb piacok felől a drágább piacok felé áramoljon. Látható, hogy amennyiben a gáz elosztását az előre rögzített útvonalak helyett a piaci erőkre bizzuk, jelentős jólétnövekedés érhető el.

	Ár (€/MWh)		Jólétváltozás (millió €)				
	Referencia	Új infrastruktúrával	Fogyasztói többlet	Termelői többlet	Hosszú távú szerz. tulajdonosainak profitja	Infrastrukturán keletkező profit	Teljes társadalmi jólét
AT	24.3	25.7	-107.6	18.3	38.3	-175.8	-226.8
BA	30.3	33.0	-4.1	0.0	18.4	0.0	14.3
BG	30.5	19.3	499.8	-147.6	460.0	-8.6	803.6
GR	20.8	21.2	-15.2	0.0	-147.0	64.1	-98.1
HR	28.0	29.3	-31.6	11.8	0.0	-0.2	-20.0
HU	27.8	29.0	-123.0	13.1	0.0	5.8	-104.1
MK	27.7	22.2	8.6	0.0	64.9	0.0	73.5
MV	29.4	30.5	-10.0	0.0	5.6	-0.1	-4.5
RO	26.9	28.1	-119.2	108.8	18.5	-110.8	-102.8
SB	30.0	31.1	-39.5	1.3	119.9	-7.1	74.6
SI	25.4	26.8	-11.9	0.0	5.5	-1.3	-7.7
SK	24.1	25.1	-57.9	0.0	151.2	-155.8	-62.5
A régióban együttesen	<b>26.5</b>	<b>26.5</b>	<b>-11.7</b>	<b>5.8</b>	<b>735.3</b>	<b>-389.9</b>	<b>339.5</b>
Az EU28-ban együttesen	<b>23.2</b>	<b>23.2</b>	<b>-257.7</b>	<b>257.9</b>	<b>1255.6</b>	<b>-494.2</b>	<b>761.6</b>

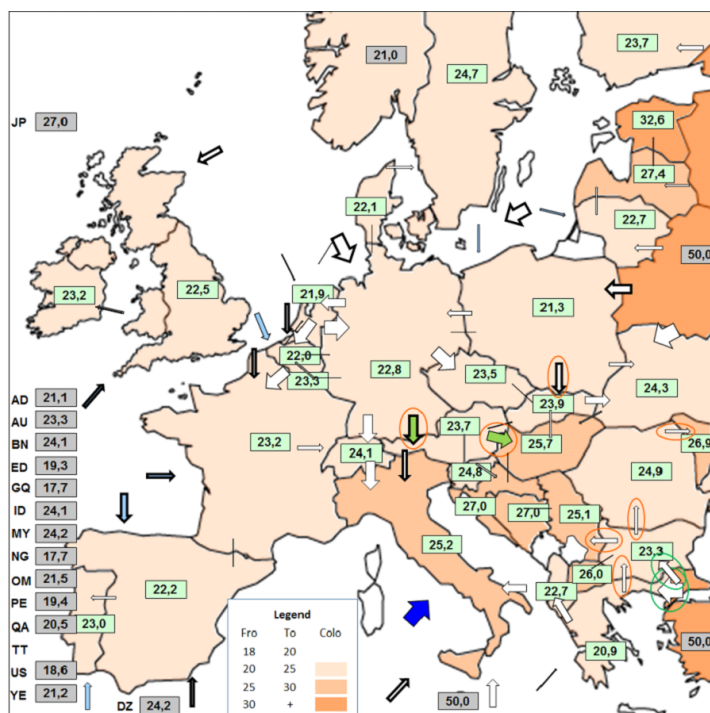
7.5. táblázat. Az orosz hosszú távú szerződések szállítási/átadási útvonalváltozásának köszönhető jólétváltozás (3. scenárió)

*Selei-Tóth (2015b)- saját táblázat a modell eredményei alapján*

Fontos megjegyezni ugyanakkor, hogy a jólétváltozás megoszlása az egyes országok között a korábbiaktól jelentősen eltér. Az országok nagy része (Ausztria, Görögország, Magyarország, Románia, Szlovákia, Horvátország, Szlovénia és Moldova) negatív jólétváltozást szenved el, miközben Bulgária, Macedónia, Szerbia és Bosznia kiemelten jól jár a strukturális változásoknak köszönhetően. Az eredmények alátámasztják Európa reakcióját az orosz fél felvetésére a hosszútávú szerződések struktúrájának megváltoztatásával kapcsolatban, mely szerint a változásokat a felek közös megegyezésének kell megelőznie. Az eredmények azt is alátámasztják, hogy az orosz gáz Európába szállítása Ukrajna megkerülésével költséges megoldás: azok az országok (köztük Magyarország is), melyek jelenleg Ukrajnán keresztül jutnak orosz gázhoz, jelentős jóléti veszteséget szenvednének el.

A korábban kulcs-infrastruktúraként azonosított vezetékeken túl ebben a megváltozott piaci környezetben a lengyel-szlovák vezeték megépülése bizo-

nyult mindenképpen szükségesnek, hogy a Lengyelországba érkező orosz gáz régióba történő szállítását megkönnyítse.



Megjegyzés: a jelmagyarázatokat lásd a 7. ábra alatt

7.3. ábra. Kulcs infrastruktúra elemek a 2020-as piaci környezetben a megváltozott szerződéses feltételek mellett

Forrás: Selei-Tóth (2015b) – az EGMM segítségével készült

A 7.6 táblázat azt mutatja, hogy a hosszú távú szerződések strukturális megváltozása esetén megtriplázódik a kulcs infrastruktúra elemek megépülésének köszönhető régiós jólétnövekedés (1050 millió €/év), és az EU28 szintjén is jelentősen emelkedik. Mivel a becsült beruházási költség csak kis mértékben emelkedik meg (ebben a szcenárióban összesen 85.8 millió € évente), így a nettó hatás is lényegesen magasabb. Érdekes eredmény, hogy a jólétváltozás megoszlása az egyes piaci szereplők között jelentősen átalakul a piaci struktúra változásának következtében. A jelenlegi hosszú távú szerződéses feltételek mellett (7.4 táblázat) az új infrastruktúrának köszönhetően a fogyasztók jóléte nő a rendszerirányítók és a hosszú távú szerződés tulajdonosainak a kárára, míg a megváltozott szállítási feltételek esetén (7.6 táblázat) a fogyasztók továbbra is jól járnak, ugyanakkor a szerződések tulajdonosainak helyzete is javul. A rendszerirányító a várakozásoknak megfelelően aukciós bevételtől esik el az új vezetékeknek köszönhetően (mivel kevesebb szűkület

fog kialakulni), de ezeket a veszteségeket ellensúlyozni tudja a megnövekedett szállításokból származó működési profit növekedés. Mindez arra utal, hogy az orosz elnök hosszú távú szerződések szállítási feltételeinek megváltoztatására irányuló kezdeményezése végeredményben elősegítheti a szükséges infrastruktúra megépülését, és ezáltal egy versenyzőbb és hatékonyabb európai gázpiac kialakulását. Így tehát a szerződéses struktúra megváltoztatása hosszú távon az európai felek számára is kedvező lehet.

	Ár (€/MWh)		Jólétváltozás (millió €)				
	Referencia	Új infrastruktúrával	Fogyasztói többlet	Termelői többlet	Hosszú távú szerz. tulajdonosainak profitja	Infrastruktúrán keletkező profit	Teljes társadalmi jólét
AT	25.7	23.7	153.0	-24.6	0.0	348.0	476.5
BA	33.0	27.0	9.6	0.0	0.0	0.0	9.6
BG	19.3	23.3	-191.0	63.9	252.8	55.8	181.5
GR	21.2	20.9	12.4	0.0	-16.6	-18.5	-22.7
HR	29.3	27.0	54.4	-20.7	0.0	-1.2	32.5
HU	29.0	25.7	358.7	-36.0	0.0	-91.6	231.2
MK	22.2	26.0	-6.0	0.0	0.0	0.0	-6.0
MV	30.5	26.9	35.5	0.0	0.0	1.6	37.1
RO	28.1	24.9	332.0	-293.5	0.0	6.7	45.2
SB	31.1	25.1	212.4	-6.3	0.0	1.0	207.0
SI	26.8	24.8	16.8	0.0	-7.5	-2.3	7.0
SK	25.1	23.9	70.1	0.0	0.0	-218.6	-148.5
A régióban együttesen	<b>26.5</b>	<b>24.5</b>	<b>1058.0</b>	<b>-317.2</b>	<b>228.7</b>	<b>81.0</b>	<b>1050.5</b>
Az EU28-ban együttesen	<b>23.2</b>	<b>23.2</b>	<b>316.4</b>	<b>8.3</b>	<b>921.4</b>	<b>-104.8</b>	<b>1141.4</b>

7.6. táblázat. A kulcs infrastruktúra elemeknek köszönhető jólétváltozás a 2020-as piaci környezetben a megváltozott szerződéses feltételekkel (3. szcenárió)

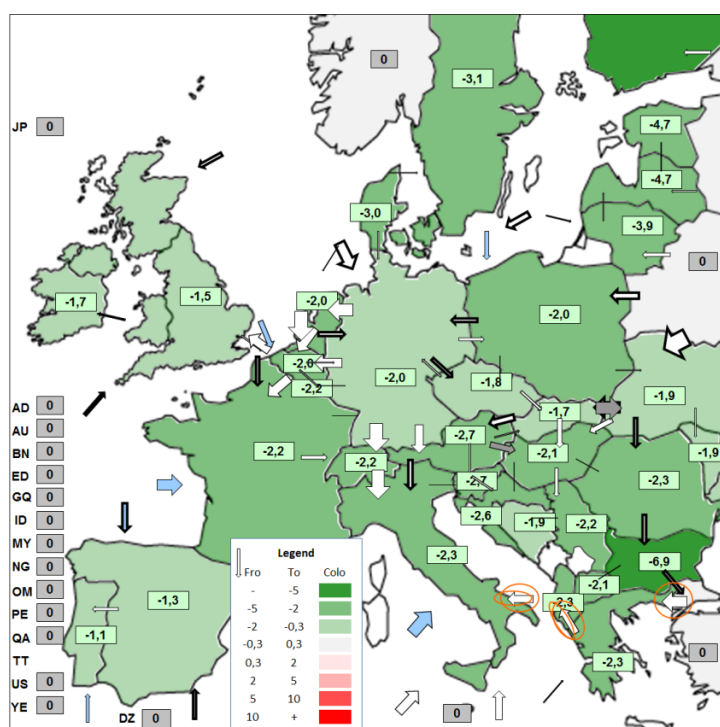
*Selei-Tóth (2015b)- saját táblázat a modell eredményei alapján*

### 7.3.4. A 4a. és 4b. szcenárió eredményei

A 7.7 táblázat a fentebb azonosított kulcs infrastruktúra elemek kihasználtságát foglalja össze a jelenlegi kapacitásuk százalékában (a jelenleg is létező DE-AT és AT-HU vezetékek esetében), illetve a tervezett kapacitásukhoz viszonyítva (7.2 táblázat alapján). Ha összehasonlítjuk a kapott eredményeket a jelenlegi és a megváltozott hosszú távú szerződéses struktúra esetén, akkor látható, hogy a szerződéses útvonalak megszüntetése jelentősen növeli az új infrastruktúra elemek kihasználtságát. A táblázat szintén rávilágít a német-osztrák vezeték bővítésének és a lengyel-szlovák vezeték megépülésének kiemelkedő fontosságára. Ez a két vezeték biztosítaná ugyanis az orosz gáz kelet-közép-európai régióba történő elszállítását. A fenti eredmények egy-



fajta érzékenységvizsgálatának is tekinthető a következő elemzés, amelyek során azt teszteltük, hogy hogyan változnak az eredmények, ha megváltozik az európai gázkereslet az energiahatékonysági és klímapolitikai intézkedések következtében. Az elemzés során egy korábbi tanulmányunkban részletesen bemutatott 'full RES policy' scenáriót alkalmaztuk, amely együttesen szám-  
szerűsíti az energiahatékonyság és a megújuló energiaforrások elterjedésének hatását az európai gázpiaci keresletre (Tóth és szerzőtársai (2014)). Ennek a scenáriónak köszönhetően az EU28 országok gázkereslete átlagos 12%-kal csökkenne 2020-ra a 2020-as referencia-scenárióhoz viszonyítva. A modellezési eredményeink szerint mindez 2,5 €/MWh-s (vagyis nagyjából 10%-os) árcsökkenést eredményezne a kelet-közép-európai régióban és 2,2 €/MWh árcsökkenést az EU28-ban a jelenlegi szerződéses struktúrát feltételezve (ezeket az eredményeket mutatja a 7.4. ábra). Amennyiben a szerződéses útvonalak megváltozását feltételezzük, ez az árcsökkenés 1,8 €/MWh a régióban, és 2 €/MWh az EU28 országokban.



7.4. ábra. Éves átlagos nagykereskedelmi gázár változás az energiahatékonysági és klímapolitikai intézkedéseknek köszönhetően (2020-as piaci környezetben, jelenlegi szerződéses feltételek mellett), €/MWh

*Forrás: Selei-Tóth (2015b) – az EGMM segítségével készült*

A fentiekén túl a modellezési eredmények arra is rámutatnak, hogy az új

infrastruktúra iránti igény nem csökken az energiahatékonysági és klímapolitikai intézkedéseknek köszönhető keresletcsökkenés következtében. A jelenlegi szerződéses struktúrát feltételezve egyes új vezetékek kihasználtsága még növekedne is, mivel a keresletcsökkenés az egyes országokban egyenlőtlenül oszlik meg.

Projekt	2020 a jelenlegi szerződéses feltételekkel		2020 módosított szállítási útvonalak mellett	
	2. szcenárió (normál kereslet)	4a. szcenárió (módosított kereslet)	3. szcenárió (normál kereslet)	4b. szcenárió (módosított kereslet)
GR-BG	78%	80%	65%	53%
BG-RO	68%	88%	169%	145%
BG-SB	81%	86%	132%	137%
RO-MV	18%	40%	44%	45%
PL-SK			298%	289%
DE-AT	179%	248%	476%	471%
AT-HU	159%	171%	167%	181%

7.7. táblázat. Az azonosított kulcsinfrastruktúra elemek kihasználtsága a különböző szcenáriókban (%)

*Selei-Tóth (2015b)- saját táblázat a modell eredményei alapján*

## 7.4. Következtetések

A modellezési eredmények alapján a jelenlegi hosszú távú szerződéses struktúra mellett a német-osztrák és az osztrák-magyar vezeték bővítésén túl azonosított kulcsfontosságú infrastruktúra-elemek a görög-bolgár vezeték, a bolgár-szerb vezeték, a román-moldáv vezeték, valamint 2020-ban a bolgár-román vezeték. Bár 2015-ben a jóléti hatások jelentős része az EU-n kívül realizálódik, a 2020-as piaci környezetben e projektek megvalósítása uniós szinten is jelentős jólétnövekedést eredményez. Ez a jólétnövekedés jelentősen meghaladja a beruházási költségek nagyságát, így 2020-ra vélhetően csökken a projektek késleltetésére való ösztönzőtlenség.

Kizárólag az orosz hosszú távú szerződések útvonalának a megváltoztatása (az uniós határokra történő szállítás Ukrajna megkerülésével) közel akkora jólétnövekedést eredményez, mint az összes fenti projekt megépítése, bár



annak országok közti megoszlása jelentősen eltérő. A piaci struktúra ilyen módon történő megváltozása esetén a lengyel-szlovák vezeték is kiemelt fontosságúvá válik, és többszörösére nő a projektek megépítésének köszönhető jólétnövekedés. Mivel a beruházási költségek ebben az esetben csak kis mértékben emelkednek, így a nettó jólétnövekedés is lényegesen nagyobb. Így a szerződéses feltételek orosz részről történő megváltoztatása akár a versenyzőbb és hatékonyabb európai piaci működést is elősegítheti.

Az energiahatékonysági és klímapolitikai intézkedéseknek köszönhető gázkereslet-változás átlagosan 2,3 €/MWh-val csökkenti az árakat, és ugyanakkor nem csökkenti, sőt bizonyos esetekben növeli a kulcsként azonosított infrastruktúra elemek kihasználtságát.

Végezetül fontos megjegyezni, hogy az itt bemutatott elemzések nem számolnak az Északi Áramlat tervezett bővítésével. További elemzések során érdemes lenne megvizsgálni ennek a várható hatását.

## 8. fejezet

# Az amerikai LNG európai megjelenésével összefüggő piaci stratégiák modellezése

### 8.1. Bevezetés

Bár néhány éve még csak utópiának tűnt, napjainkban realizálódni látszik az első amerikai LNG-szállítmányok megérkezése Európába. 2015 nyarán ugyanis megállapodás született az egyik legnagyobb amerikai LNG-kereskedő vállalat, a Cheniere Energy és az Electricite de France S.A. (EDF) között, mely szerint 2018 során 100 millió MMBtu-nak megfelelő amerikai cseppfolyósított földgáz érkezik a Dunkerque-i fogadó terminálba<sup>1</sup>.

Az amerikai nem konvencionális gázkitermelési forradalom ugyanakkor már eddig is kedvezett az európai gázfogyasztóknak azáltal, hogy növelte a gázpiaci kínálatot, hiszen az amerikai kitermelés növekedésének köszönhetően felszabadultak olyan LNG-szállítmányok a világpiacon, amelyeket korábban Amerikába szállítottak volna. A globális kínálat növekedése pedig erősítette Európa tárgyalási pozícióját az orosz féllel szemben, aminek eredményeképpen több hosszú távú szerződés Európa számára kedvező újratárgyalására kerülhetett sor.

Az amerikai piaci fejlemények mellett az ázsiai gázpiacokon megfigyelhető változások is jelentős hatással vannak a globális gázpiacokra. Az ázsiai gázkereslet jelentősen csökken az olcsó szén, az egyre olcsóbb megújulóknak versenye,

---

<sup>1</sup>Forrás: <http://www.naturalgasintel.com/articles/103303-cheniere-selling-lng-to-edf-at-european-spot-prices>

illetve a japán atomerőművek újraindulása nyomán. A kereslet csökkenése miatti gázár-csökkenést tovább erősíti az olajár alacsony szintje. Ezen fejleményeknek köszönhetően az ázsiai LNG-piacok Európához képesti ártöbblete szinte teljesen eltűnt, ami növelte az európai piac relatív vonzerejét az LNG-t exportáló országok számára. Szintén az Európába irányuló szállítások növekedését eredményezheti az új piaci belépőknek (elsősorban amerikai és ausztrál LNG) köszönhető globális kínálatbővülés.

Az amerikai LNG szállítmányok Európába történő megérkezése várhatóan tovább erősíti Európa pozícióját az orosz tárgyalóféllal szemben. Éppen ezért várható, hogy ezt az orosz fél sem nézi tétlenül, hanem stratégiai lépéseket tesz a piaci pozíciójának megtartása érdekében. Egy ilyen lehetséges stratégiai lépés előfutáraként is értelmezhető a Gazprom 2015. szeptemberben megtartott első európai gázaukciója. A továbbiakban röviden áttekintem, hogy melyek az orosz fél árazási stratégiáját meghatározó legfontosabb tényezők, majd egy egyszerű játékelméleti keretben piaci modellezés segítségével vizsgálom, hogy mi lehet az amerikaiak optimális európai piacra lépési stratégiája, valamint az oroszok erre történő legjobb válasza.<sup>2</sup>

## 8.2. Oroszország árazási stratégiájának befolyásoló tényezői

Oroszország jövőbeni árazási stratégiáját a kitermelési költségei és az európai keresleti-kínálati viszonyok alakulása határozhatja meg. A Nemzetközi Energia Ügynökség (IEA) 2015-ös középtávú gázpiaci jelentése szerint Európa orosz gáztól való függősége aligha enyhül számottevően az elkövetkező években: az alacsony olajárak és a holland kitermelés adminisztratív korlátozása nyomán a belső forrásokból származó ellátás csökkenhet, és a termelés 2020-ra 25%-kal maradhat el a 2010-es szinttől. A kereslet várható erősödésével így az európai gázimport-szükséglet közel harmadával bővíthet 2014 és 2020 között. Bár ennek a jelentős részét az IEA szerint az ugyanezen időszak alatt megkésztereződő LNG-szállítmányok biztosíthatják, az orosz gáz a várakozások szerint változatlanul fontos szerepet tölt majd be: a szervezet középtávon stabilan évi 150-160 milliárd m<sup>3</sup> orosz importtal számol (IEA (2015)).

A keresleti-kínálati viszonyok várható alakulása mellett az orosz pozí-

---

<sup>2</sup>Köszönettel tartozom Beöthy Ákosnak a fejezet elkészítésében nyújtott segítségéért.

ciók stabilitását a szerződéses struktúra is alátámasztja: 2022-ig a hosszú távú szerződések által lefedett mennyiségek bőven meghaladják az évi 150 milliárd  $m^3$ -t, és bár a pontos szerződéses feltételek nem nyilvánosak, a szerződött mennyiség legalább 70%-a kötelezően átveendő (Dickel és szerzőtársai (2014)). 2022 után – a szerződések kifutásával – ezek a mennyiségek ugyan jelentősen visszaesnek, ám a hosszabb távú előrejelzések szerint 2028-2030-tól Európának valamennyi forrásból lényegesen nagyobb importra lehet szüksége, így Oroszország számára az Európába irányuló LNG-szállítmányok legfeljebb egy pár éves átmeneti időszakban támaszthatnak komoly versenyt (Mitrova (2015)). Jelen tanulmány ezzel összhangban rövidtávon vizsgálja, hogy milyen fenyegetéssel járhat az orosz fél számára az amerikaiak cseppfolyósított földgázzal történő piacra lépése, és mi lenne az optimális válaszlépés az oroszok részéről.

Az orosz árazási stratégia szempontjából nem mellékes, hogy a csökkenő trend mellett az európai termelés rövid távú rugalmassága is nagyon korlátozott. Az Európai Bizottság 2014-es Stressz tesztjének megállapítása szerint – elsősorban az ellátórendszerek technikai korlátai miatt – a belső termelés növelésére szinte semmilyen mozgástér nem áll rendelkezésre. Hasonló a helyzet a félig-meddig belső forrásnak tekinthető norvég termeléssel is (EC (2014)). Oroszország ezzel szemben már eddig is egyre nagyobb mértékben volt képes növelni európai exportjának rugalmasságát, és az ázsiai piacok iránti fokozódó érdeklődése alapján arra lehet következtetni, hogy hosszabb távon globális léptékben is arra törekszik, hogy kínálatával alkalmazkodjon a kereslet ingadozásához (Mitrova (2013)). Egy ilyen stratégia az árazás terén is erőteljesebb rugalmasságot feltételez, hiszen – az infrastruktúra meglétét feltételezve – a rövidtávon elérhető árak már a célpiacok kiválasztásában is fontos szerephez jutnak.

Oroszország közelmúltbeli infrastrukturális fejlesztései alátámasztják ilyen irányú törekvéseit. A Jamal-félsziget kitermelése a Gazprom tervei szerint a jelenlegi, évi mintegy 100 milliárd  $m^3$ -ról a 2020-as évekre 250-300 milliárdra bővíülhet, és 100 milliárd  $m^3$ -rel a hagyományos nyugat-szibériai (Nadim-Pur-Taz régióbeli) termelés is növekedhet (Henderson és szerzőtársai (2014)). Ez azt jelenti, hogy a nyugati piacokat kiszolgáló mezők termelése elérheti az évi 530-560 milliárd  $m^3$ -t, ami a cég válság előtti teljes termelésének felel meg, és jóval meghaladja a tavalyi (444 milliárd  $m^3$ -es <sup>3</sup>) szintet. A Jamal-félsziget bőséges gázkincse, valamint a nyugati vezetékek szabad

---

<sup>3</sup><http://www.gazprom.com/about/production/>

kapacitásai egyaránt lehetővé teszik, hogy a Gazprom a piaci igények függvényében növelje európai exportját. Miközben tehát Európa középtávon a biztonságpolitikai szándékok ellenére sem tudja magát érdemben függetleníteni az orosz gáztól, a Gazprom készen áll arra, hogy akár a hosszú távú szerződéseiben rögzített mennyiségeken felül is ki tudja szolgálni európai vevőit, ha az egyéb forrásokból elérhető mennyiségek ingadozásai ezt szükségessé, Oroszország számára pedig persze kifizetődővé teszik.

Az orosz pozíciókat az is erősíti Európában, hogy exportjának keleti irányú diverzifikálásával a Gazprom számára – bevételeit tekintve – az öreg kontinens súlya fokozatosan csökkenhet (IEA (2011)). Moszkva 2007-ben indította el keleti gázprogramját, amelynek célja az ország kelet-szibériai és távol-keleti területein egy egységes gázkitermelési, szállítási és ellátási rendszer létrehozása, amellyel a kínai és ázsiai-csendes-óceáni exportlehetőségek is kiaknázhatók. 2009-ben – az évi 9,6 millió tonna kapacitású Sakhalin II üzem megépülésével – ennek a programnak a keretében indultak el az első orosz LNG-szállítmányok azzal a céllal, hogy a Gazprom hosszabb távon 15%-os részesedést hasítson ki magának a világ LNG-piacából<sup>4</sup>. Kína felé az orosz vállalat eredetileg két csővezeték építését tervezte, amelyekben évente összesen 68 milliárd  $m^3$  földgáz hagyhatná el az országot. Egy 2014 májusában aláírt, 400 milliárd dolláros, 30 évre szóló egyezmény keretében az első, évi 38 milliárd  $m^3$  kapacitású vezeték építése (Power of Siberia) el is kezdődött, és befejezése 2018 végére várható. A második, nyugati vezeték sorsa azonban a kínai gazdasági növekedés lassulásával bizonytalanná vált.<sup>5</sup>

Megjegyzendő, hogy miközben új beruházásaival a Gazprom piaci pozíciója a szállítási volumenek nagyságát és rugalmasságát tekintve erősödhet Európában, az infrastruktúra-bővítés költsége hosszabb távon korlátot szabhat egy esetleges árversenyben való részvételének. A létező Nadim-Pur-Taz-i mezőkből származó gáz kitermelése és német határhoz szállításának 4-5 dollár/MMBtu-s költségével szemben a Jamal-félsziget gázkincse esetében egy 2013-as becslés szerint 7,5 dollár/MMBtu-val lehet számolni (Henderson és szerzőtársai (2014)). Bár a Nadim-Pur-Taz-i régió termelésének bővítése – új mezők művelésbe vonásával – a Jamal-vidék kiaknázásánál kisebb fajlagos költséggel lenne megvalósítható, a Gazprom terveiből arra lehet következtetni, hogy az olcsóbb források 2030-ra a nyugati exportra szánt ter-

<sup>4</sup><http://www.gazprom.com/about/marketing/usa-apr/>

<sup>5</sup><https://www.rt.com/business/310451-gazprom-cnpc-gas-deal/>

melésének már csak 10-20%-át fogják biztosítani (Henderson és szerzőtársai (2014)). A 7 dollár/MMBtu körüli európai tőzsdei gázárak mindenesetre azt jelentik, hogy a Gazprom – ha akar – rövid távon emelkedő költségei ellenére is képes lehet stratégiai árengedményekkel növelni piaci részesedését, vagy megakadályozni új szereplők belépését az európai LNG-piacra. Mivel jelen tanulmányban a rövid távú hatásokat vizsgálom, az orosz gáz Európába történő szállításának a határköltségét 4,5 \$/MMBtu-nak feltételezem.

Az eddigiekből látható, hogy Oroszország meglehetősen jó helyzetben van stratégiai érdekeinek érvényesítésére az európai gázpiacon, és számos eszközzel rendelkezik elképzeléseinek végrehajtására. Költségei alapján – legalábbis rövid távon – szükség esetén képes árengedményekkel megvédeni pozícióját, és a piacot mennyiségi, illetve a kínált rugalmasság szintjével kapcsolatos döntéseivel is irányíthatja. A továbbiakban felvázolom azokat a stratégiai irányokat, amelyeket Oroszország fontolóra vehet, majd pedig kísérletet teszek azok számszerű értékelésére.

### **8.3. Lehetséges stratégiai irányok Oroszország számára**

A Gazprom dönthet úgy, hogy európai piaci részesedésének megtartására/növelésére összpontosít. Ez azt jelentené, hogy Norvégiához és Hollandiához hasonlóan aktív szereplőjévé válik az azonnali piacoknak, netán eddigi törekvéseit feladva tőzsdei árazásúvá alakítja hosszú távú szerződéseit. A spot piaci aktivitás növelését más közelmúltbeli tanulmányok is reális alternatívának tartják, mivel ahogyan azt korábban láthattuk, a Gazprom rövid távú határköltsége lehetőséget teremt arra, hogy árban versenyezni tudjon az amerikai LNG-vel (Henderson (2016)). Az egyik később vizsgált stratégiában tehát azt feltételezzük, hogy a Gazprom hajlandó spot-piaci értékesítésre, akár határköltség közeli áron. A Gazprom 2015. szeptemberben megtartott első európai gázaukciója akár ennek előjeleként, e lehetséges stratégia egyfajta próbálgatásaként is értelmezhető. Igaz, az orosz cég egyelőre nem kínált a tőzsdei árak alá, így a felkínált 3,24 milliárd  $m^3$ -es mennyiségből csak 1,23 milliárdot értékesített (Platts, 2015).

A Gazprom számára egy másik stratégiai irány lehet európai árainak maximalizálása, amit a hosszú távú szerződéseiben felkínált gáz mennyiség csökkentésével, illetve a spot piaci értékesítés korlátozásával érhet el. Míg

a válság nyomán kialakult gázbőség körülményei között a TOP-mennyiségek mérséklését az árak védelme is megkövetelte, a keresleti-kínálat egyensúly helyreállításával a mennyiségi korlátozás aktív piacbefolyásoló szerephez juthat. Mint láttuk, a hosszú távú szerződések kifutásával 2022 után amúgy is több tízmilliárd  $m^3$ -rel szűkül a lekötött orosz kínálat. Az európai vevők és az orosz szállító számára egyaránt körültekintő döntést igényel majd, hogy kötnek-e új szerződést, és ha igen, milyen feltételekkel. A vevők egy része dönthet úgy, hogy – bízva a spot piacok likviditásában és árelőnyében – nincs, vagy csak a korábbinál kisebb mennyiségek esetében van szüksége a hosszú távú megállapodás nyújtotta biztonságra. A Gazprom pedig azt fogja mérlegelni, hogy rendelkezik-e akkora ármeghatározó erővel, hogy kínálatának szűkítésével növelhesse bevételeit. A később vizsgált ACQ stratégia ennek a stratégiai iránynak felel meg.

Az olajindexált és a tőzsdei árak fent ismertetett összefüggése alapján Oroszországnak elméletben nem nagyon éri meg a fennálló átvételi kötelezettségek mellett csökkentenie olajindexált árait, hiszen a szerződött mennyiség rugalmas része könnyen utat találhat a tőzsdékre<sup>6</sup>. A Gazprom ezért 2010-ben és 2012-ben is egyszerre csökkentette árait és a szerződésekbe foglalt minimum átveendő mennyiséget, tehát az összeurópai kínálatot is, nehogy indokolatlanul alacsonyra nyomja a tőzsdei árszintet (Deák (2013)). A tőzsdei árazásra való áttérés számára csak egy olyan rendszerben lehet elképzelhető, amelyben nincsenek a gázellátást kiegészítő kényelmi (ellátásbiztonsági, rugalmassági) szolgáltatások. Ezek értéke egyébként a jelenlegi piaci körülmények között sem feltétlenül tükröződik az árakban: a kialakult engedményekkel és az olajárak esésével záródhat annyira az olajindexált és a tőzsdei árak közötti olló, hogy Oroszország a kínált rugalmassággal együtt is lényegileg csak a norvég szállításokéval megegyező árat kapja a gázáért. Holott Norvégia visszavonta a rugalmassági lehetőségeket, amikor szerződéseit teljes egészében a tőzsdei árakhoz kötötte (Franza, 2014).

Harmadik lehetőségként egy olyan stratégiát vizsgálunk, amely a Gazprom jelenlegi, az egyes európai részpiacokon eltérő árakat alkalmazó gyakorlatára épít. Az orosz vállalat megpróbálhatja úgy maximalizálni bevételeit, hogy az azonnali piacokhoz, illetve az alternatív forrásokhoz korlátozottabb hozzáféréssel rendelkező vásárlóival szemben fenntartja a magasabb árakat,

---

<sup>6</sup>Ez még akkor is megtörténhet, ha az átlagárakat tekintve a spot piaci kínálat nem olcsóbb lényegesen a hosszú távú szerződéseknél, hiszen utóbbiak esetében a Gazprom – az egyes országok eltérő forrásdiverzifikációs lehetőségeit kihasználva – él az árdifferenciálás eszközével.

ahol viszont élesebb versennyel szembesül, ott árendmények biztosításával igyekszik megőrizni piaci részesedését.

## **8.4. Az amerikai és az orosz beszállítók optimális stratégiájának vizsgálata modellezés segítségével**

A következőkben egy egyszerű játékelméleti modellkeretben vizsgálom az amerikai cseppfolyósított földgáz európai belépésének a lehetőségeit, és az orosz fél részéről potenciálisan adható stratégiai válaszlépéseket. Az elemzés során mind az amerikai, mind az orosz felet monolitikus döntéshozónak feltételezem. Az oroszok esetében ez a feltevés megfelel a valóságnak, hiszen a Gazprom hozza a döntéseket. Az amerikaiak esetében bár több különböző kereskedő szállíthat gázt Európába, a modell többi szereplőjéhez hasonlóan egy olyan virtuális piaci szereplőt feltételezünk, aki a különböző kereskedők nevében egységesen lép fel. Ennek megfelelően a modellezés során az az amerikai LNG kapacitáskorlátjaként a teljes keleti parti kapacitást figyelembe vesszük. Bár Norvégia a játékban külön döntéshozóként nem szerepel, minden lehetséges kimenet esetében figyelembe vesszük, hogy a norvégok a fentebb hivatkozott források szerint tőzsdei áron értékesítik a gázt. Bár a jelen fejezetben a bemutatott módszertant az amerikai LNG Európában történő megjelenésének modellezésére alkalmazzuk, hasonló módon modellezhető lenne más olcsó LNG források Európában történő megjelenése is. A kifizetéseként értelmezhető profitokat ebben az esetben is a REKK Európai Gázpiaci Modelljével számszerűsítettem. A modellezést a 2015-ös referencia scenárióból kiindulva végeztem, így a számszerűsített éves profitok az akkori piaci viszonyokat, illetve költségeket tükrözik. Első lépésben a kiindulásképp feltételezett alapjátékot mutatom be, majd megvizsgálom annak néhány lehetséges módosítását.

### **8.4.1. Az alapjáték**

Az alapjáték forgatókönyve a következő:

- Első lépésben az amerikai fél dönt arról, hogy belép-e az európai piacra, vagy sem. Amennyiben nem lép be, az oroszok nem tesznek stratégiai lépéseket. Ez adja a referenciaesetet, amelyhez a későbbi profitokat



viszonyítani fogjuk. Amennyiben belép, dönt arról, hogy milyen áron hajlandó értékesíteni, majd pedig az orosz fél dönt, hogy tesz-e stratégiai válaszlépést, és ha igen, milyet.

- Abban az esetben, ha az amerikai LNG belép a piacra, három lehetséges ár stratégiát vizsgálunk meg:
  - **Az európai átlagár 7,4 \$/MMBtu**<sup>7</sup>. Ez az ár az 5. fejezetben már bemutatott referenciaszcenárióban alkalmazott, 27 €/MWh-nak (vagyis 8,8 \$/MMBtu-nak) feltételezett japán árból adódik a következőképpen: ezt az árat csökkentjük az amerikaiak Japánba történő szállításának átlagos költségével (7,37 €/MWh)<sup>8</sup>, majd hozzáadjuk az Amerikából Európába történő szállítás átlagos költségét, ami 2,9 €/MWh. Így adódik, hogy az amerikai LNG-t Európában minimum 22,53 €/MWh-ért, vagyis 7,4 \$/MMBtu-ért hajlandóak értékesíteni. A 4. fejezetben bemutatott LNG-árazási megközelítés szerint ez az amerikai LNG számára az átlagos európai netback ár, vagyis legalább ezt az összeget kell megkapniuk a gázért cserébe azért, hogy azt inkább Európában értékesítsék, és ne Ázsiába szállítsák. A pontos netback ár a szállítási költségek eltérése miatt minden országban eltérő. Azt, hogy ténylegesen milyen árat kapnak az amerikai szállítók az Európában értékesített gázért, az LNG fogadó/újrágázosítási terminállal rendelkező országok modellezett nagykereskedelmi ára határozza meg, így az a netback ártól a legtöbb esetben eltérő. A modellezett nagykereskedelmi árak alapján mindenesetre a 7,4 \$/MMBtu-s ár igen kedvező feltételeket teremt az amerikai cseppfolyósított földgáz Európában történő értékesítése számára.
  - **Az európai átlagár 6,5 \$/MMBtu**. Ez a feltételezett közép-utas ár még mindig 'elég jó' árnak számít az európai piacokon.
  - **Az európai átlagár 5 \$/MMBtu**. Ez az amerikai LNG európai értékesítésének becsült határköltsége a következő módon: a

---

<sup>7</sup>Mivel az amerikai adatok \$/MMBtu-ban elérhetőek, valamint az amerikai és az orosz fél is dollárban árazza a termékeit, ezért ebben a fejezetben mi is ezeket a mértékegységeket használjuk. A 2015-ös piaci helyzetet tükröző feltételezett váltószám: 1 €/MWh=0,3267 \$/MMBtu.

<sup>8</sup>Forrás: REKK számítás, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/07/NG-99.pdf> felhasználásával

Henry Hub 2015-ös átlagárához<sup>9</sup> (amely az amerikai értékesítésből származó pontciális bevétel, vagyis az európai értékesítés alternatív költsége) hozzáadjuk a a cseppfolyósítás, az újragázosítás és a szállítás költségeit. Ez az ár tehát, amely mellett még éppen megérheti az amerikai cseppfolyósított földgázt Európába szállítani. A fentiekhez hasonlóan ez szintén egy értékesítési hajlandóságot megjelenítő netback ár, míg a tényleges értékesítési átlagár a fogadó ország modellezett nagykereskedelmi átlagára lesz. Ez az árazási stratégia tehát nem feltétlenül azonos a határköltségen történő értékesítéssel.

- Második lépésben az amerikai fél döntését megfigyelve az orosz fél dönt arról, hogy reagál-e az amerikai cseppfolyósított földgáz európai piacon való megjelenésére, és amennyiben igen, milyen stratégiát választ. A fentiekben részletesen bemutatott lehetséges orosz stratégiai válaszleépéseket a következőképpen fordítottam le modellezési scenáriókra:
  - **Nem reagál (no response) stratégia:** ebben az esetben az orosz fél hagyja, hogy az amerikaiak belépjenek az európai piacokra, és nem ad stratégiai választ annak megakadályozására, illetve profitveszteségeinek csökkentésére. Ebben az esetben mind a hosszú távú szerződéses feltételek, mind a spot piaci árak változatlanok maradnak. A referencia-esethez hasonlóan azt feltételeztem, hogy az orosz spot ár a holland tőzsdei ár referenciaértékével azonos (20,5 €/MWh).
  - **Piaci részesedést védő (spot) stratégia:** ebben az esetben az orosz fél változatlanul hagyja a hosszú távú szerződések feltételeit, a spot piacon ugyanakkor olcsón hajlandó gázt értékesíteni. A fentebb hivatkozott forrásokat alapul véve feltételezem, hogy az oroszok akár 4,5 \$/MMBtu-ért hajlandóak Nyugat-Európában spot gázt értékesíteni, a tényleges ár ugyanakkor ebben az esetben is az átvévő országok modellezett piaci egyensúlyi ára lesz.
  - **Árvédő (ACQ) stratégia:** ebben az esetben az orosz fél a stratégiai viselkedéssel a nyugat-európai piaci árat próbálja magasan tartani. A hosszú távú szerződések ára változatlan marad, ugyanakkor a spot ár növekedéséből szeretne profitnövekedést elérni.

---

<sup>9</sup>2014. július-2015. június közötti időszakra, forrás: <http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.ht>

Emögött a stratégia mögött az a várakozás áll, hogy a magas spot árak miatt a nyugat-európai partnerek növelik a hosszú távú szerződések keretében átvett gáz mennyiségét. A spot ár növekedését az orosz fél két módon próbálja elősegíteni: egyrészt ő maga nem értékesít spot gázt<sup>10</sup>, ezáltal visszafogja a kínálatot, másrészt mennyiségi kedvezményt ad a hosszú távú szerződések-ből, vagyis csökkenti a szerződött mennyiséget (ACQ-t), ezáltal csökkenti a kötelezően átveendő mennyiséget is. Ennek köszönhetően az várható, hogy a szerződéssel rendelkező országok kevesebb orosz gázt vesznek át a hosszú távú szerződés keretein belül, és a hiányzó mennyiséget a spot piacról pótolják, növelve ezáltal az ott megjelenő keresletet és a piaci árat. Az egyes, az oroszokkal hosszú távú szerződést birtokló országok eltérő mértékű mennyiségi kedvezményt kapnak attól függően, hogy mely piacokon veszít az orosz fél az amerikai LNG piacra lépésének köszönhetően. A különböző országoknak nyújtott kedvezmény mértéke arányos az amerikai fél piacra lépésének következtében előálló profitsökkenéssel. Annak meghatározásához, hogy mi kedvezmény optimális mértéke, szimulációkat futtattam átlagosan 5-50% nagyságú kedvezmények esetére.

- **Árrendményt adó (price) stratégia:** ebben az esetben a spot piaci értékesítés feltételei változatlanok (az orosz spot ár 20,5 €/MWh), ugyanakkor a hosszú távú szerződéses árakból az orosz fél kedvezményt ad a magasabb átvett mennyiség, így a nagyobb profit reményében. Feltételezem, hogy csak azok az országok kapnak árkedvezményt, amely piacokon az orosz fél értékesítése csökken az amerikaiak piacra lépésének köszönhetően. A nyújtott kedvezmény nagysága ebben az esetben is a kieső profit mértékével arányos, a kedvezmény optimális szintjének meghatározásához pedig ebben az esetben is szimulációkat futtattam 5-50%-os árkedvezményeket feltételezve. A hosszú távú szerződések keretében kötelezően átveendő mennyiség ebben az esetben nem változik.

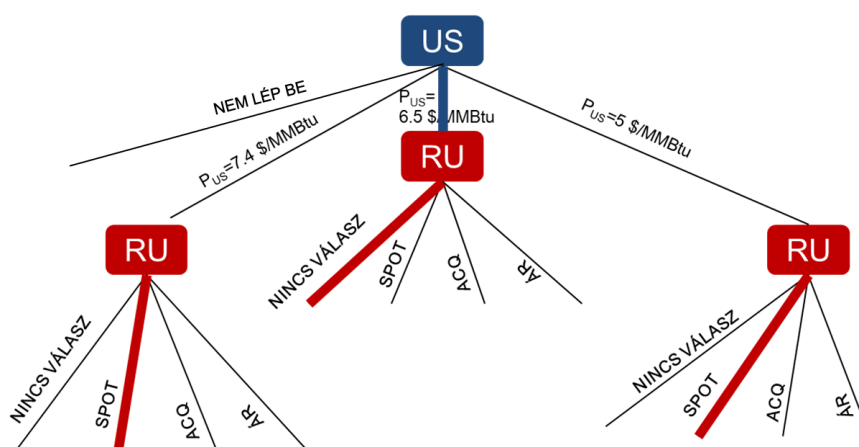
- Mivel szintén jelentős európai beszállító, az elemzések során érdemes figyelembe venni a norvég fél stratégiai válaszát is az amerikaiak euró-

---

<sup>10</sup>A modellezési scenáriót tekintve ez azt jelenti, hogy az orosz spot árat olyan magasra állítjuk, amely mellett már senki nem akar orosz spot gázt vásárolni.

pai piacra lépésére, valamint az orosz fél esetleges stratégiai viselkedésére. Mivel a fentebb hivatkozott források szerint a norvégok a holland tőzsdei áron (TTF áron) értékesítik a gázt, ezért az ő viselkedésük vizsgálatához nem különböző lehetséges stratégiákat elemzünk, hanem minden fent bemutatott stratégia-profil megvalósulása esetén feltételeztük, hogy a norvég fél az adott szcenárióban érvényes TTF áron értékesít, vagyis minden esetben alkalmazkodik az adott piaci körülményekhez.

A játék extenzív formáját mutatja a 8.1. ábra.



8.1. ábra. A játék extenzív formája

Forrás: saját ábra

Az egyes szereplők egy év alatt elérhető profitját minden esetben a modellezett outputokból számítottam ki. Illusztrációként bemutatom, hogy hogyan határoztam meg az extenzív forma utolsó ágának (amikor az amerikai LNG átlagára 5  $\text{\$/MMBtu}$ ) a kimeneteit. Mivel a hosszú távú szerződésekből kedvezményt nyújtó ACQ és ár stratégia az elvégzett szimulációk eredményei szerint semekkora mértékű kedvezmény mellett nem lesz az orosz fél számára profitnövelő, vagyis ebben az esetben az optimális profit megegyezik azzal az esettel, ha nincs stratégiai válaszlépés, így ezeket az eseteket nem szerepeltetem a táblázatban. Annak, hogy az orosz fél a kedvezmények nyújtásával nem tudja növelni a profitját, a két esetben vélhetően különböző oka van. Az árkedvezmény nyújtása azért nem eredményez profit növekedést, mert a szerződés keretében átvett mennyiség árrugalmatlan, vagyis az átvett mennyiség csekély mértékű növekedése nem tudja ellensúlyozni az árcsökkenés miatti profit kiesést. Ez az eredmény összecseng a PFC Energy szá-

mításaival, mely szerint a 2010-es piaci környezetben a Gazprom számára kifizetődő volt, hogy tartózkodott az árversenytől. A tanácsadó cég becslése szerint abban az évben a norvég eladók de facto 14%-os árengedményt adtak szerződéseiknek a tőzsdei árakhoz igazításával, szemben az oroszok 3%-ával. Ám egy norvéghoz hasonló mértékű orosz árengedmény a legtöbb valószínű forgatókönyv szerint a bevételek csökkenését eredményezte volna a Gazprom számára: az alacsonyabb árakat nem tudta volna kompenzálni nagyobb értékesített mennyiség.

A mennyiségi kedvezmény valószínűsíthetően azért nem eredményez profit növekedést, mert a modellezéshez használt 2015-ös referencia a legtöbb esetben már a korábbi tárgyalások során csökkentett szerződéses mennyiségeket tartalmazza, így további mennyiségi kedvezmény nyújtása már nem profitábilis.

Elsőként az amerikai fél profitját határoztam meg, melyet az 8.1 táblázat foglal össze.

Fogadó ország	Nincs válasz stratégia		Spot stratégia	
	Értékesített mennyiség (TWh)	Ár (€/MWh)	Értékesített mennyiség (TWh)	Ár (€/MWh)
BE	75.9	17.8	2.6	14.8
ES	110.4	19.0	114.7	17.0
FR	34.4	19.1	20.7	16.0
GR	14.9	19.0	15.9	17.2
IT	8.3	21.0	7.2	17.7
UK	27.3	18.9	9.6	16.0
PL	28.2	20		
LT	3.0	17		
Összes profit/év (millió \$)	1183.3		298.1	

8.1. táblázat. Az amerikaiak által realizálható profit, amennyiben 5 \$/MMBtu áron hajlandóak Európában értékesíteni, az oroszok különböző stratégiai viselkedése mellett

*Forrás: saját számítás a modell eredményei alapján*

A táblázatban látható, hogy az egyes cseppfolyósított földgázt fogadó terminállal rendelkező országok mekkora mennyiségű amerikai LNG-t vesznek át az orosz fél különböző stratégiai lépései esetén. Emellett minden fogadó ország esetében szerepeltettem az ott kialakuló éves nagykereskedelmi átlagárát. A két oszlop szorzata adja meg az amerikaiak éves bevételét az egyes

országokban. A változó költségek meghatározásakor feltételeztem, hogy az amerikaiak határkölsége 5 \$/MMBtu, vagyis 15,3 €/MWh. Fix költségeket a profit meghatározásakor nem vettem figyelembe. Mindezek alapján a táblázat utolsó sora mutatja az amerikai LNG-szállítók által egy év alatt realizálható profitot az oroszok különböző válaszlépései esetén.

Az orosz fél utolsó ágbeli profitjait a 8.2 táblázat foglalja össze.

	Nincs válasz stratégia				Spot stratégia			
	Szerződéses értékesítés		Spot piaci értékesítés		Szerződéses értékesítés		Spot piaci értékesítés	
	Értékesített mennyiség (TWh)	Szerződéses ár (€/MWh)	Mennyiség (TWh)	Spot piaci ár (€/MWh)	Értékesített mennyiség (TWh)	Szerződéses ár (€/MWh)	Mennyiség (TWh)	Spot piaci ár (€/MWh)
AT	64.9	15.6			58.1	15.6		
BA	1.5	25.4			1.5	25.4		
BG	28.0	24.2			28.1	24.2		
CZ	81.4	15.1			76.9	15.1		
EE	6.5	29.2	1.7	21.6	6.5	29.2	2.3	15.6
FI	28.0	20.4	2.5	19.9	28.0	20.4	5.0	14.0
FR	119.9	17.1			119.8	17.1		
DE	178.5	18.3			178.5	18.3	210.2	15.0
GR	16.6	24.7			16.6	24.7		
HU	62.6	19.3	1.3	21.7	62.6	19.3	54.6	17.1
IT	185.6	18.3			185.6	18.3		
LV	12.7	29.5	3.9	20.6	12.7	29.5	10.9	14.6
LT	26.3	35.5			26.3	35.5		
MK	1.5	26.9			1.5	26.9		
MD	0.6	29.9			0.6	29.9		
NL	33.2	15.7			29.8	15.7		
PL	103.4	24.7	6.1	20.0	103.4	24.7	56.1	14.8
RO	4.5	24.5			4.5	24.5	7.4	16.1
RS	12.7	26.3			12.8	26.3		
SK	54.0	19.2			54.0	19.2		
SI	5.3	22.3			5.3	22.3		
UK	74.9	23.9			74.9	23.9		
Összes profit (millió \$)	7578.00				7793.00			

8.2. táblázat. Az orosz fél által realizálható profit a különböző stratégiai válaszok esetén, amennyiben az amerikaiak 5 \$/MMBtu áron hajlandóak Európában értékesíteni

*Forrás: saját számítás a modell eredményei alapján*

Az oroszok bevétele minden esetben két részből tevődik össze:

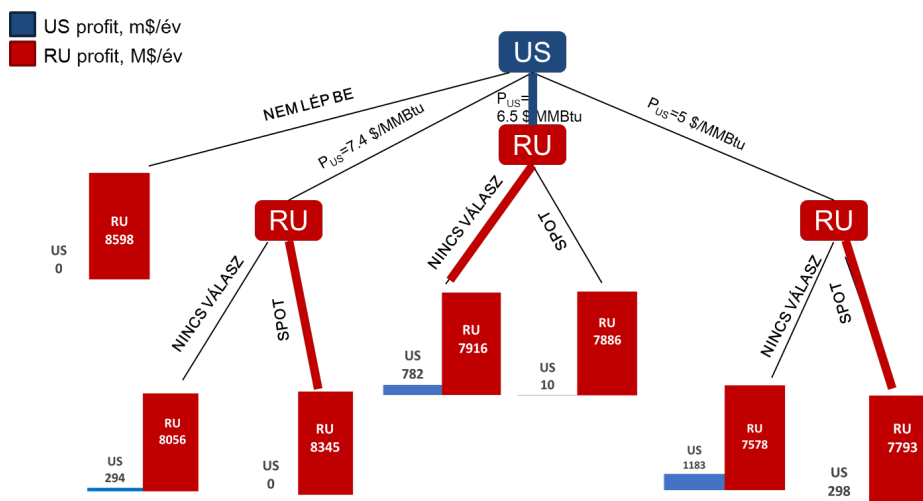
- A hosszú távú szerződésekből származó bevétel: az egyes országok által a piaci egyensúlyi helyzetben átvett mennyiség és a szerződéses ár

szorzata.

- A spotpiaci értékesítésből származó bevétel: ebben az esetben az amerikaiak profitjának meghatározásához hasonlóan azt feltételezem, hogy az orosz fél olyan árat kap az Európában értékesített spot gázért, amekora a piaci ár abban az országban, ahol a gáz Európába érkezik. Ezeknek az áraknak és a különböző országokban átvett mennyiségeknek a szorzata adja a spotpiaci értékesítésből származó bevételt.

A fentiekben említett források alapján az oroszok európai szállítású gázának határkölségét konstans 4,5 \$/MMBtu-nak, vagyis 13,8 €/MWh-nak feltételeztem. Fix költségekkel ebben az esetben sem számoltam. A hosszú távú szerződés keretében és a spot formájában értékesített gázból származó együttes profitot az egyes stratégiai lépések esetén mutatja a 8.1 táblázat utolsó sora.

A fent bemutatotthoz hasonló módon meghatároztam az extenzív forma többi ágán érvényes kifizetéseket is. A játék így kapott kifizetésekkel bővített extenzív formáját mutatja a 8.2. ábra. Mivel – ahogyan azt korábban bemutattam – az ACQ és az ár stratégiát minden esetben dominálja a nincs válasz stratégia, így ezeket nem szerepeltettem az extenzív formában.



8.2. ábra. Az egyes szereplők kifizetései és a részjáték-tökéletes egyensúly

*Forrás: saját ábra a modell eredményei alapján*

A fent bemutatott szekvenciális játék részjáték-tökéletes egyensúlyát a visszagöngyölítés módszerével határoztam meg. Ennek megfelelően első lépésként meghatároztam az oroszok optimális stratégiai választ az amerika-

iak adott döntését feltételezve, majd az oroszok ezen legjobb válaszát figyelembe véve meghatároztam, hogy melyik ár szabása az amerikaiak számára optimális stratégia. Első lépésként tekintsük a fentebb részletezett utolsó ágot, amikor az amerikaiak 5 \$/MMBtu-s áron hajlandóak Európában értékesíteni. Ebben az esetben az oroszok, ha semmilyen válaszlépést nem tesznek, akkor évente 1020 millió dollárt veszítenek egy év alatt az amerikai piacra lépésnek köszönhetően. A piaci részesedést védő (spot) stratégia ebben az esetben kifizetődőnek bizonyul: 215 millió dollárral növelheti az orosz fél a profitját ahhoz az esethez képest, ha nem tesz stratégiai válaszlépést az amerikaiak piacra lépésére. Ez a válaszlépés szintén profitnövelő abban az esetben, ha az amerikaiak a 7,4 \$/MMBtu-s árat választják. Ennek magyarázata a háttérben zajló eltérő folyamatok miatt azonban eltérő. Abban az esetben, amikor az amerikai LNG magas (7,4 \$/MMBtu-s) áron lép piacra, akkor az oroszok veszítenek ugyan a piacukból azáltal, hogy a hosszú távú szerződés keretein belül néhány ország (Franciaország, Németország és Hollandia) kisebb mennyiséget vesz át, ezt a veszteséget azonban a Gazprom pótolni tudja azzal, ha hajlandó piaci áron spot gázt értékesíteni. Ebben az esetben ugyanis a fenti országok az át nem vett hosszú távú szerződéses orosz gáz jelentős részét nem a viszonylag drága LNG-vel, hanem spot orosz gázzal pótolják, amelyet vagy a spot piacokon, vagy az orosz fél által tartott aukciókon tudják beszerezni, ahogy az a közelmúltban is történt. Bár a spot piacon értékesített gázzal a saját szerződéses gázuknak is versenyt teremtenek, az ezen realizált nyereségük nagyobb, mint az a profitvesztés, amit a hosszú távú szerződéseken szenvednek el. Ezzel ellentétben, abban a részjátékban, amelyben az amerikai LNG 6,5 \$/MMBtu-s áron lép piacra, már nem bizonyul kifizetődőnek a spot piacon történő értékesítés sem. Ennek az az oka, hogy az előző esethez képest több ország (fentiekén túl Ausztria és Csehország) nagyobb mértékben helyettesíti a hosszú távú szerződések keretében átvett mennyiséget az olcsóbb LNG-forrásokkal. A spot piacon történő olcsó értékesítéssel még tovább csökkenne a szerződésekből átvett mennyiség, ezt az együttes profitcsökkenést pedig a spot piacokon realizált bevételek nem tudnák pótolni (a megszerezhető profit évente további 30 millió dollárral csökken), így ebben az esetben az oroszok részéről nem indokolt a stratégiai válaszlépés. Abban az esetben viszont, amikor az amerikaiak olcsón (5 \$/MMBtu-s áron) dobják az európai piacra a cseppfolyósított gázt, a spot piacon történő értékesítés újból profitábilis alternatívának bizonyul. Ekkor ugyanis az igen olcsó amerikai LNG-forrás az orosz gáznak olyan ko-



moly versenyt teremt, hogy a hosszú távú szerződések keretein belül minden ország a szerződés által engedélyezett minimális mennyiséget veszi át már a stratégiai válaszlépés nélküli esetben is. Ennek köszönhetően az oroszok a spot piacon történő olcsóbb értékesítéssel a saját gázuknak nem teremtenek további versenyt (hiszen a szerződéses mennyiség tovább nem csökkenthető), így a spot piaci értékesítésből származó profit mindenképpen csökkenti az amerikai belépés miatt realizált veszteségeket. Az oroszok egyes részjátékokban adott legjobb válaszait a 8.2. ábrán vastag piros vonalak jelzik.

Következő lépésként az oroszok legjobb válaszait figyelembe véve tudjuk meghatározni az amerikaiak optimális piacra lépési stratégiáját. Az amerikaiak profitját megvizsgálva az egyes esetekben azt látjuk, hogy a legmagasabb profitot akkor tudják elérni, ha 6,5 \$/MMBtu-s ár mellett lépnek a piacra, hiszen ekkor az oroszoknak nem érdemes stratégiai lépéseket tenniük (ezt az optimális lépést mutatja a 8.2. ábrán a kék vastag vonal).

A játék részjáték-tökéletes egyensúlya tehát a következő:

- az amerikaiak 6,5 \$/MMBtu ár mellett lépnek az európai piacra
- az oroszok pedig nem folytatnak stratégiai viselkedést, ha az amerikaiak nem lépnek piacra, vagy ha 6,5 \$/MMBtu mellett jelennek meg az európai piacon, és olcsó spot piaci értékesítésbe kezdenek, ha az amerikaiak 7,4 \$/MMBtu vagy 5 \$/MMBtu ár mellett lépnek be az európai piacra.

Fontos megjegyezni, hogy a vizsgált piaci helyzet fenti ismertett játékként történő modellezése számos egyszerűsítő feltételezéssel él. Ilyen feltételezés például, hogy az orosz fél célja az egy időszakra jutó profitjának a maximalizálása. Elképzelhető például, hogy az orosz félnek érdekében állhat megelőző lépéseket tenni akár rövid távú profitáldozatot vállalva, illetve nem lehet kizárni egy esetleges orosz stratégiai válaszlépést követő amerikai viszontválaszt sem. A továbbiakban a játék ily módon történő módosításának a hatásait vizsgáljuk.

#### **8.4.2. Az alapjáték módosítása: az orosz félnek lehetősége van megelőző lépést tenni**

Az alapjáték egyensúlyát vizsgálva felmerülhet a kérdés, hogy az oroszok nem tudnák-e valamilyen megelőző lépéssel kiszorítani az amerikai LNG-t az európai piacokról. Látható például, hogy amennyiben az amerikaiak a 7.4

$\$/\text{MMBtu}$  ár melletti piacra lépést választják, akkor az oroszok a spot stratégia segítségével évi 253 millió dollár profitáldozatért cserébe meg tudnák akadályozni az amerikai LNG értékesítését. Amennyiben azonban oroszok az amerikaiak piacra lépési döntését megelőzően folytatják a spot stratégiát, akkor az amerikaiak optimális válasza, ha a lehető legalacsonyabb, 5  $\$/\text{MMBtu}$ -s netback áron értékesítenek. Ilyen ár mellett azonban az oroszok már nem képesek kiszorítani az amerikai LNG-t még akkor sem, ha akár határkölség szintű áron hajlandóak a spot gázt értékesíteni<sup>11</sup>. Így azonban – ahogy a fenti kifizetések mutatják – ez a kimenetel mindkét fél számára alacsonyabb profittal jár, mint az alapjáték egyensúlya, így az orosz félnek nem kifizetődő megelőző lépéseket tenni. Ezt tovább erősíti, hogy a spot stratégia megelőző alkalmazása akkor is profit áldozattal jár, ha a belépésre nem kerül sor.

#### **8.4.3. Az alapjáték módosítása: az amerikai félnek lehetősége van válaszlépésre**

A 8.2. ábrán szereplő kifizetéseket tekintve jól látszik, hogy az oroszok bármely stratégiája esetén az amerikai fél kifizetése akkor a legnagyobb, ha 5 $\$/\text{MMBtu}$  áron hajlandó a cseppfolyósított földgázt Európában értékesíteni. Így tehát, ha válaszlépésre van lehetősége, mindenképpen ezt az árazási stratégiát fogja választani. Az oroszok számára azonban ilyen amerikai LNG árazás mellett a spot stratégia választása az optimális, így amennyiben az amerikaiaknak viszontválaszra van lehetőségük, akkor az oroszok ennek tudatában a spot stratégiát választják. Így a játék egyensúlyában bármely belépési árat választ az amerikai fél, az orosz fél spot értékesítéssel reagál, amire az amerikaiak válasza az 5  $\$/\text{MMBtu}$  szintű árazás lesz. Ebben az esetben az amerikaiak profitja évi 298, míg az oroszok profitja 7793 évi millió dollár, amely az első esetben évi 484 millió dollárral, míg a második esetben évi 123 millió dollárral kevesebb, mint az alapjáték egyensúlyában. Látható tehát, hogy mindkét fél jobban jár akkor, ha az amerikai fél vállalja, hogy elsőként hoz döntést, és valamilyen módon elköteleződik a 6,5  $\$/\text{MMBtu}$ -s ár mellett, vagyis megpróbálja elhitetni az orosz féllel, hogy viszontválaszként sem fog alacsonyabb árat szabni.

---

<sup>11</sup>Bár a feltételezett határkölség az oroszok esetében alacsonyabb, mivel ehhez az egyensúly meghatározásakor hozzá adódnak a szállítási költségek, az Oroszországtól távol eső, ugyanakkor LNG terminállal rendelkező országok esetén az amerikai LNG helyi ára kedvezőbb lehet.

#### 8.4.4. Ragadozó stratégia

Az eddig vizsgált spot stratégia esetén azt feltételeztük, hogy az orosz fél változatlan feltételek mellett értékesít a hosszú távú szerződés keretei között, és csak ezen túl vág bele némi spot értékesítésbe. Mivel az így módon értékesített mennyiség a teljes piacnak csak kis részét teszi ki, így azt feltételezzük, hogy a spot értékesítés során az orosz fél elfogadja a piaci árat és nem próbálja befolyásolni azt. Érdekes ugyanakkor megvizsgálni egy másik, szélsőségesebb stratégia hatását is. Ennek a ragadozónak nevezett stratégiának az esetében azzal a feltételezéssel élünk, hogy az orosz fél megszünteti a hosszú távú szerződéseket, és kizárólag a spot piacon értékesít. Mivel ebben az esetben az így értékesített mennyiség a piac jelentős részét teszi ki, az orosz fél nem viselkedik árelfogadó módon. Ehelyett az általa értékesített spot gáz netback árát, amelyen értékesíteni hajlandó úgy határozza meg, hogy ezzel maximalizálja az összes értékesítésből származó profitját. A ténylegesen kapott árat a korábbihoz hasonló módon az egyes piacokon kialakuló ár határozza meg. Azért, hogy meghatározzuk, hogy az egyes részjátékokban mi az oroszok számára optimális ár és a profit maximális szintje, minden egyes részjátékban elvégeztük a modellezést 14 €/MWh és 27 €/MWh között 0,5 €/MWh lépésközzel minden lehetséges árra. Az egyes részjátékokban kapott optimális profitokat mutatja a 8.3 táblázat.

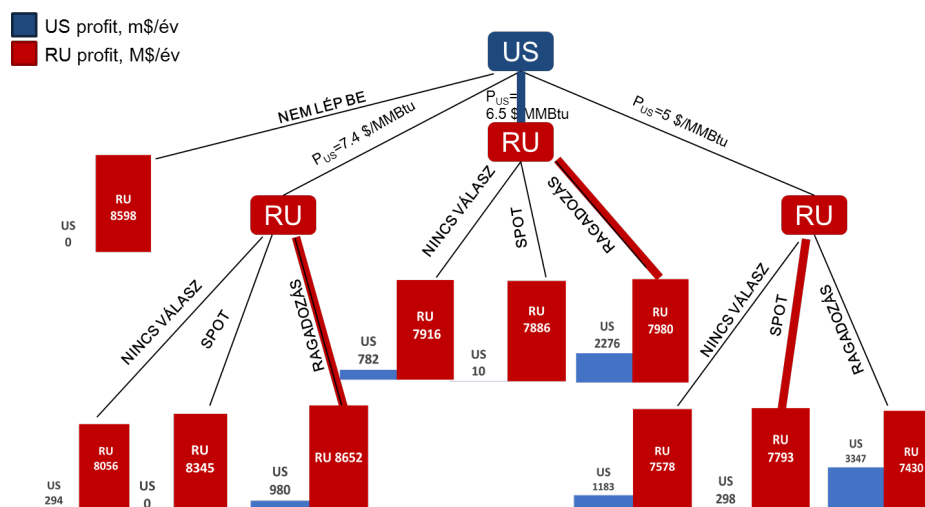
		Ragadozó stratégia esetén	
		Elérhető profit	USA által elért profit
US LNG ár	7.4 \$/MMBtu	8652 millió \$	980 millió \$
	6.5 \$/MMBtu	7980 millió \$	2276 millió \$
	5 \$/MMBtu	7430 millió \$	3347 millió \$

8.3. táblázat. A ragadozó stratégia esetén elérhető optimális profitok

*Forrás: saját számítás a modell eredményei alapján*

Látható, hogy az amerikaiak profitja minden ár mellett jelentősen nagyobb, mint bármely más orosz stratégia esetén. Ennek oka, hogy a hosszú távú szerződések felbontása esetén az USA számára elérhető piac is növekszik. Bármely ár mellett is lép piacra, az orosz félnek nem áll érdekében az amerikai gáz európai piacról történő kiszorítása. Minél alacsonyabb az amerikai netback ár, annál magasabb az Ő profitjuk, míg az oroszoké egyre alacsonyabb.

A ragadozó stratégiát is tartalmazó játék extenzív formáját és az egyes kimenetek kifizetéseit ábrázolja a 8.3. ábra.



8.3. ábra. Az egyes szereplők kifizetéseit és a részjáték-tökéletes egyensúly spot és ragadozó stratégiák feltételezése esetén

*Forrás: saját ábra a modell eredményei alapján*

A játék részjáték-tökéletes egyensúlya a fenti módosított játékban a következő:

- az amerikaiak 6,5 \$/MMBtu ár mellett lépnek az európai piacra
- az oroszok pedig ragadozó stratégiával válaszolnak, ha az amerikaiak 7,4 \$/MMBtu vagy 6,5 \$/MMBtu ár mellett jelennek meg az európai piacon, és olcsó spot piaci értékesítésbe kezdenek, ha az amerikaiak 5 \$/MMBtu ár mellett lépnek be az európai piacra. Ez utóbbi esetben ugyanis a ragadozó stratégia mellett a hosszú távú szerződések felbontása esetén felszabaduló kereslet túl nagy részét szereznék meg az amerikai versenytárs, ami alacsonyabb profitot eredményezne, mint a szerződések fenntartása, és csak a maradék kereslet számára történő spot értékesítés.

Érdekes továbbá, hogy bár ebben az esetben azt feltételeztük, hogy az oroszok nem folytatnak stratégiai viselkedést, ha az amerikai fél nem lép be, a fenti kifizetésekből látszik, hogy a ragadozó stratégia abban az esetben is magasabb profitot eredményez, mint a referencia profit, ha az amerikai fél belép az európai piacra 7,4 \$/MMBtu ár mellett. Mindez arra utal, hogy az oroszok profitot tudnának növelni ezzel a stratégiával, ha az amerikai LNG

nem jelenik meg Európában. A hosszú távú szerződések ily módon történő felbontása azonban veszélyes lehet, ha az amerikaiak (vagy akár más, olcsó LNG forrás) mégis belépne a piacra alacsonyabb árak mellett. Így – bár az orosz fél egyre nagyobb rugalmassággal kezeli a hosszú távú szerződéseket – nem meglepő, hogy nem szünteti meg azokat.

Látható, hogy amennyiben az amerikaiaknak van viszontválaszra lehetősége, ebben az esetben is az oroszok minden stratégiájára az a legjobb válaszuk, ha 5 \$/MMBtu ár mellett hajlandóak értékesíteni. Ekkor azonban az oroszoknak az alapjátékhoz hasonló a spot stratégia az optimális, ami ugyanakkor mindkét fél számára alacsonyabb profittal jár, mint a viszontválasz lehetősége nélküli egyensúly. Így az alapjátékhoz hasonlóan ebben az esetben is érdekében áll az amerikai félnek valamilyen módon megpróbálni elköteleződni a 6.5 \$/MMBtu-s ár mellett.

Láthattuk korábban, hogy az oroszoknak nem érdemes megelőzőképpen spot stratégiát folytatni, mert arra az amerikaiak az olcsó ár melletti piacra lépést fogják választani. Ugyanez a helyzet figyelhető meg a ragadozó stratégia esetén is.

## 8.5. Összegzés

Az amerikai nem konvencionális gáztermelési forradalom és az ázsiai gázpiacokon zajló fejlemények együttes hatásának következményeként az európai gázpiac egyre vonzóbbá válik az amerikai LNG számára. Ebben a fejezetben azt vizsgáltam, hogy milyen ár mellett lehet érdemes az amerikai kereskedőknek belépni az európai piacra, valamint, hogy erre milyen stratégiai válaszlépés lehet optimális Európa legnagyobb beszállítója, az orosz fél részéről. Az eredmények azt mutatják, hogy magas, illetve alacsony amerikai LNG-árakat feltételezve a spot piacon olcsón történő értékesítés az oroszok számára a legmagasabb profitot eredményező válaszlépés. Ezen eredmények fényében a Gazprom által eddig megtartott aukciók akár egy későbbi stratégiai válaszlépés kísérletezéseként is értelmezhetőek. Az eredmények szerint ugyanakkor az amerikai LNG-árnak létezik egy olyan középutas szintje, amely mellett az orosz félnek nem érdemes stratégiai válaszlépéseket tenni az amerikaiak piacról történő kiszorítása érdekében.

Bár a jelen fejezetben kizárólag az amerikai és orosz beszállítók profitjait mutattam be, további vizsgálatokat igényelne az egyes kimenetek esetén kialakuló piaci ár és a fogyasztói többlet alakulása is. Szintén érdekes lehet a

probléma hosszabb távú vizsgálata is, amikor azok az európai célszörágok, akinek lejár az oroszokkal kötött hosszú távú szerződése, dönthetnek arról, hogy meghosszabbítják-e azokat, vagy sem.

## 9. fejezet

### Összegzés

A jelentős mértékű importfüggőség miatt az európai gázpiacokon kialakuló árakra és ezáltal a fogyasztók jólétére is jelentős hatással van a beszállítók közötti verseny, a domináns orosz beszállító stratégiai viselkedése valamint az egyes piacok közötti összeköttetés mértéke és a létező határkeresztező kapacitások kihasználásának hatékonysága. A disszertációmban ezeket a kérdéseket igyekeztem körbejárni. Gázpiaci modellezés segítségével vizsgáltam az orosz beszállítóval kötött hosszú távú szerződésekhez köthető egyes piaci torzításokat, illetve az orosz fél stratégiai viselkedésével kapcsolatos kérdéseket. Az eredmények bemutatásakor törekedtem arra, hogy hangsúlyt helyezzek azokra a főbb következtetésekre, amelyek a gazdaságpolitikai döntéshozók, illetve a szabályozó intézmények számára hasznosak lehetnek.

Az 5. fejezet néhány olyan szabályozói eszköz ellátásbiztonsági hatását elemzi, amelyek már rövidtávon képesek hozzájárulni a gázszállítói infrastruktúra hatékonyabb kihasználásához, elősegítve ezzel a piac választ egy esetleges ellátásbiztonsági válsághelyzetre, ami végső soron a fogyasztók jólétének növekedését eredményezi. Míg a csak egy-egy vezeték érintő intézkedéseknek (rövid távú (spot) kereskedelem és virtuális ellenirányú kereskedelem engedélyezése) jellemzően kedvező hatása inkább lokális, addig a vezetékek kétirányúvá alakítása, a nyugati piacokkal való jobb összeköttetés révén jelentősen fokozza az ellátás biztonságát. Bár a nyugati piacokon ez nagyobb áremelkedéshez vezet, mint kétirányúvá alakítás nélkül, a fogyasztói jólét európai szinten nő. A szabályozói eszközök együttes vizsgálata során azt találtuk, hogy Magyarországnak – mivel a számszerűsített haszon jelentős részét a magyar fogyasztók realizálják – érdekében áll az európai uniós piaci szabályozás támogatása. Az elemzés arra is rámutat, hogy a magyar

stratégiai tárolói készlet felszabadítása egy ellátásbiztonsági válság esetén jelentősen enyhítheti annak negatív hatását nemcsak Magyarországon, hanem a régió más országaiban is.

A 6. fejezetben bemutatott elemzések során arra törekedtünk, hogy azonosítsuk azokat a kulcs infrastruktúra elemeket, amelyek leginkább elősegítik az európai piac integrációját és a legnagyobb összeurópai társadalmi jólétet eredményezik. Másrészt megvizsgáltuk azt is, hogyan módosulna a kulcs infrastruktúra elemek listája abban az esetben, ha az oroszok megváltoztatják a hosszú távú szerződések szállításának feltételeit. Emellett minden egyes vizsgált forgatókönyv esetén elemeztük az egyes piaci szereplők jólétének alakulását, illetve változását. A 2020-as piaci környezetben az azonosított kulcs infrastruktúra projektek megvalósítása nemcsak régiós, de uniós szinten is jelentős jólétnövekedést eredményez. Amennyiben az orosz hosszú távú szerződések szállítási útvonalait megváltoztatjuk (uniós határookra történő szállítás Ukrajna megkerülésével), többszörösére nő a projektek megépítésének köszönhető jólétnövekedés. Így az szerződéses feltételek orosz részről történő megváltoztatása akár a versenyzőbb és hatékonyabb európai piaci működést is elősegítheti.

A 7. fejezetben bemutatott elemzések során a globális gázpiaci kínálatbővülés hatását vizsgáltam, ami az ázsiai gázkereslet csökkenésével együtt egyre inkább növeli az európai gázpiac relatív vonzerejét az ázsiai piachoz képest, ami várhatóan új belépők piacra lépéséhez vezet. Egy egyszerű játékelméleti keretben szintén piaci modellezés segítségével vizsgáltam, hogy mi lehet az amerikai cseppfolyósított földgázt szállító kereskedők optimális európai piacra lépési stratégiája, valamint hogy milyen stratégiai válaszok várhatóak az európai kínálatbővülésre az orosz fél részéről. Az eredmények azt mutatják, hogy magas, illetve alacsony amerikai LNG-árakat feltételezve a spot piacon olcsón történő értékesítés az oroszok számára a legmagasabb profitot eredményező válaszlépés. Ezen eredmények fényében a Gazprom által 2015 szeptemberében megtartott és a 2015 végére szintén tervezett aukciók akár egy későbbi stratégiai válaszlépés kísérletezéseként is értelmezhetőek. Az eredmények szerint ugyanakkor az amerikai LNG-árnak létezik egy olyan középutas szintje, amely mellett az orosz félnek nem érdemes stratégiai válaszlépéseket tenni az amerikaiak piacról történő kiszorítása érdekében.



# Irodalomjegyzék

- [1] ACER (2014): Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No. 04/2014 of 13 February 2014 on the ENTSOG Cost-Benefit Analysis Methodology.
- [2] ACER (2016): Implementation Monitoring Report on Congestion Management Procedures in 2015.
- [3] ACER (2015): European Gas Target Model Review and Update, January 2015.
- [4] ACER/CEER (2014): Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013.
- [5] ACER/CEER (2015): Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2014.
- [6] Bettzüge, M. O., Lochner, S. (2009): Der russisch-ukrainische Gaskonflikt im Januar 2009 - eine modell-gestützte Analyse, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 59(7): 26–30.
- [7] Boots, M. G., Rijkers, F.A.M., Hobbs, B.F. (2004): Trading in the Downstream European Gas Market: A Successive Oligopoly Approach, *The Energy Journal*, 25(3): 73–102. DOI 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol25-No3-5
- [8] Deák, A. Gy. (2013): A Gazprom árpolitikája a világpiacokon, Középtávú kitekintés, *Magyar Külügyi Intézet*, 2013.
- [9] DG ENERGY (2015): Quarterly Report on European Gas Markets Vol.8. No.2.
- [10] DG ENERGY (2016): Quarterly Report on European Gas Markets Vol.9. No.1.

- [11] Dickel, R., Hassanzadeh, E., Henderson, J., Honoré, A., El-Katiri, L., Pirani, S., Rogers, H., Stern, J., Yafimava, K. (2014): Reducing European Dependence on Russian Gas: distinguishing natural gas security from geopolitics, *OIES Working paper*,
- [12] Dieckhöner, C., Lochner, S., Lindenberger, D. (2013): European Natural Gas Infrastructure. The Impact of Market Developments on Gas Flows and Physical Market Integration, *Applied Energy*, 102: 994–1003. DOI 10.1016/j.apenergy.2012.06.021
- [13] Egging, R., Gabriel, S. A., Holz, F., Zhuang, J. (2008): A Complementarity Model for the European Natural Gas Market, *Energy Policy*, 36(7): 2385–2414. DOI 10.1016/j.enpol.2008.01.044
- [14] Egging, R., Gabriel, S. A., Holz, F., Zhuang, J. (2008): Egging, R., Holz, F., Gabriel, S. A. (2010): The World Gas Model: A multi-period mixed complementarity model for the global natural gas market, *Energy*, 35(10): 4016–4029. DOI 10.1016/j.energy.2010.03.053
- [15] ENTSOG (2013): ENTSOG Cost-Benefit Analysis Methodology - Project Specific CBA Methodology.
- [16] ENTSO-G (2015): Ten Year Network Development Plan.
- [17] EU (2003): Az Európai Parlament és a Tanács 2003/55/EK irányelve a földgáz belső piacára vonatkozó közös szabályokról.
- [18] EU (2009a): Az Európai Parlament és a Tanács 2009/73/EK irányelve a földgáz belső piacára vonatkozó közös szabályokról.
- [19] EU (2009b): Az Európai Parlament és a Tanács 713/2009/EK rendelete az Energiaszabályozók Együttműködési Ügynöksége létrehozásáról.
- [20] EU (2012): A BIZOTTSÁG (EU) 2012/490 HATÁROZATA a földgáz-szállító hálózatokhoz való hozzáférés feltételeiről szóló 715/2009/EK európai parlamenti és tanácsi rendelet I. mellékletének módosításáról.
- [21] EU (2010): Az Európai Parlament és a Tanács 994/2010/EU rendelete a földgázellátás biztonságának megőrzését szolgáló intézkedésekről
- [22] EU (2013a): Az Európai Parlament és a Tanács 347/2013/EU rendelete a transzeurópai energiaipari infrastruktúrára vonatkozó iránymutatásokról.

- [23] EU (2013b): Az Európai Parlament és a Tanács 1316/2013/EU rendelete az Európai Hálózatfinanszírozási Eszköz létrehozásáról.
- [24] Európai Bizottság (2013): Market Functioning in Network Industries - Eletronic Communications, Energy and Transport, *Occasional papers* 129.
- [25] Európai Bizottság (2014): A Bizottság közleménye az Európai Parlamentnek és a Tanácsnak. Európai energiabiztonsági stratégia. COM(2014) 330.
- [26] Európai Bizottság (2015): A Bizottság közleménye az Európai Parlamentnek, a Tanácsnak, az Európai Gazdasági és Szociális Bizottságnak, a Régiók Bizottságának és az Európai Beruházási Banknak. A stabil és alkalmazkodóképes energiaunió és az előretekintő éghajlat-politika keretstratégiája. COM/2015/080
- [27] Eurostat (2013): Living conditions and welfare database.
- [28] Franza, L. (2014): Long-term Gas Import Contracts in Europe. The Evolution in Pricing Mechanisms. *Clingendael Energy Working paper*.
- [29] Frontier Economics (2014): Study to support the definition of a CBA methodology for gas. A report prepared for European Commission by Frontier Economics.
- [30] Gabriel, S.A., Smeers, Y. (2006): Complementarity problems in restructured natural gas markets. In A. Seeger, editor, *Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, Recent Advances in Optimization*, Springer, Berlin/Heidelberg, 343-373.
- [31] Golombek, R., Gjelsvik, E., Rosendahl, K.F. (1995): Effects of liberalizing the natural gas markets in Western Europe, *The Energy Journal*, 16(1): 85–111. DOI 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol16-No1-6
- [32] Golombek, R., Gjelsvik, E., Rosendahl, K.F. (1998): Increased competition on the supply side of the Western European natural gas market, *The Energy Journal*, 19(3): 1–18. DOI 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol19-No3-1
- [33] Henderson, J., Pirani, S. (szerk., 2014): The Russian Gas Matrix. How Markets are Driving Change. Oxford University Press

- [34] Henderson, J. (2016): Gazprom – Is 2016 the Year for a Change of Pricing Strategy in Europe? *OIES Working Paper*.
- [35] Hirschhausen, C., Neumann, A. (2008): Long-Term Contracts and Asset Specificity Revisited. An Empirical Analysis of Producer-Importer Relations in the Natural Gas Industry, *Review of Industrial Organization*, 32(2): 131–143. DOI 10.1007/s11151-008-9165-0
- [36] Holz, F., Hirschhausen, C., Kemfert, C. (2008): A strategic model of European gas supply (GASMOD), *Energy Economics*, 30(3): 766–788. DOI 10.1016/j.eneco.2007.01.018
- [37] Holz, F., Engerer, H., Kempert, C., Richter, P. M., Hirschhausen, C. (2014): European Natural Gas Infrastructure: the Role of Gasprom in European Natural Gas Supplies, *DIW Working Paper*. 81.
- [38] IEA (2010): Natural Gas Market Review 2009.
- [39] IEA (2011): World Energy Outlook 2011.
- [40] IEA (2014): Medium-Term Gas Market Report 2013.
- [41] IEA (2015): Medium-Term Gas Market Report 2014.
- [42] Joint Opinion (2013): Joint Opinion of the Energy Regulators on TAP AG’s Exemption Application.
- [43] Joskow, P., Tirole, J. (2005): Merchant Transmission Investment, *Journal of Industrial Economics*, 53(2): 233–264. DOI 10.3386/w9534
- [44] Kaderják, P. (szerk.) (2011): Security of Energy Supply in Central and South-East Europe. REKK, Budapest
- [45] Kaderják, P., Kiss, A., Paizs, L., Selei, A., Szolnoki, P., Tóth, B. (2013): Infrastrukturális fejlesztések szerepe a gázpiaci integrációban. Elemzések a Duna-régió Gázpiaci Modellel. *Megjelent: Verseny és szabályozás, 2012. Budapest, MTA KRTK Közgazdaságtudományi Intézet*, 256–282.
- [46] KEMA-REKK-EIHP (2013): Development and Application of a Methodology to Identify Projects of Energy Community Interest. Final Report
- [47] Lise, W., Hobbs, B. F. (2008): Future evolution of the liberalised European gas market: Simulation results with a dynamic model, *Energy*, 33(7): 989–1004. DOI 10.1016/j.energy.2008.02.012

- [48] Lise, W., Hobbs, B. F. (2009): A dynamic simulation of market power in the liberalised European natural gas market, *Energy Journal*, 30: 119–136. DOI 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol30-NoSI-8
- [49] Lochner, S. (2011): Modeling the European Natural Gas Market During the 2009 Russian-Ukrainian Gas Conflict: Ex-Post Simulation and Analysis, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 3 (1): 341–348. DOI 10.1016/j.jngse.2011.01.003
- [50] Lochner, S. and Bothe, D., From Russia with gas (2007): An analysis of the Nord Stream pipeline’s impact on the European Gas Transmission System with the TIGER-Model, *EWI Working Paper*.
- [51] Lochner, S., Dieckhöner, C (2012): Civil Unrest in North Africa - Risks for natural gas supply?, *Energy Policy*, 45: 167–175. DOI 10.1016/j.enpol.2012.02.009
- [52] Mathiesen, L., Roland, K., Thonstad., K. (1987): The European natural gas market: Degrees of market power on the selling side. In *Rolf Golombek, Michael Hoel, and Jon Vislie (eds): Natural Gas Markets and Contracts, Contributions to Economic Analysis*, pages 27-58. North-Holland
- [53] Mitrova, T. (2013): Russia’s Natural Gas Production & Export Policy. *Working Paper*.
- [54] Mitrova, T. (2015): Changing Gas Price Mechanisms in Europe and Russias Gas Pricing Policy. *Working Paper*.
- [55] Monti, M. (2010): A New Strategy for Single Market - at the Service of Europe’s Economy and Society, *Report to the President of the European Commission*.
- [56] Mulder, M., Zwart, G. (2006): NATGAS: a model of the European natural gas market, CPB Memoranda 144, CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis.
- [57] Neuhoff, K., Hirschnausen, C. (2005): Long-term vs. Short-term Contracts: A European Perspective on Natural Gas, *CWPE Working Paper*.
- [58] Perner, J., Seeliger, A. (2004): Prospects of gas supplies to the European market until 2030. Results from the simulation model EUGAS, *Utilities Policy*, 12(4): 291–302. DOI 10.1016/j.jup.2004.04.014

- [59] Pirani, S., Stern, J., Yafimava, K. (2009): The Russo-Ukrainian gas dispute of January 2009: a comprehensive assessment, *OIES Working Paper*.
- [60] Platts (2015): International Gas Report. Issue 782 / September 21, 2015
- [61] Stern, J., Rogers, H. (2014): The Dynamics of a Liberalised European Gas Market: Key determinants of hub prices, and roles and risks of major players, *OIES Working Paper*.
- [62] REKK (2013): Natural Gas Storage Market Analysis in the Danube Region. *Working paper*.
- [63] REKK (2014): Measures to Increase the Flexibility And Resilience of the European Natural Gas Market. *Working paper*.
- [64] REKK (2015): Energiapiaci jelentések, 2015/3. szám
- [65] Sartor, O., Spencer, T., art, I., Julia, P., Gawlikowska-Fyk, A., Neuhoff, K., Ruester, S., Selei A., Szpor, A., Tóth, B., Tuerk, A. (2014): The EU's 2030 Climate and Energy Framework and Energy Security.
- [66] Selei A., Tóth B. (2015a): Az ukrán krízis rövid távú hatásai Kelet-Közép-Európa és Magyarország gázellátásbiztonságára. *Megjelent: Verseny és szabályozás, 2014. Budapest, MTA KRTK Közgazdaságtudományi Intézet*, 235–268.
- [67] Selei A., Tóth, B. (2015b): A top-down approach to identify the most important natural gas cross-border infrastructure projects, *Conference paper, Berlin 2015*
- [68] Selei, A., Tóth, B. (2013): Regional gas market modelling applied to analyse the effect of Polish gas infrastructure investment projects on regional trade, *Energy Delta Institute Quarterly*, 4(4): 5–7.
- [69] Shapiro, C., Varian, H. R. (1999): Information Rules: A Strategic Guide to the Network Economy, Harvard Business School Press.
- [70] Shy, O. (2001): The Economics of Network Industries, Cambridge University Press.

- [71] Tóth B., Szabó L., Selei A, Szabó L., Kaderják P., Jansen J, Boonekamp P., Jablonska B., Resch G., Liebmann L., Ragwitz M., Braungardt S. (2014): How can renewables and energy efficiency improve gas security in selected Member States? Towards2030 Issue Paper No. 1
- [72] Viscusi, K., Harrington, J., Vernon, J. (2005): Economics of Regulation and Antitrust, MIT Press, 4 th edition.

## Saját publikációk

### Referált szakmai folyóiratcikk

- Selei, A., Tóth, B., Resch, G., Szabó, L., Liebmann, L. (2016): How Far is Mitigation of Russian Gas Dependency Possible through Energy Efficiency and Renewable Policies Assuming Different Gas Market Structures?, *Energy and Environment*, megjelenés alatt
- Kiss, A., Selei, A., Tóth, B. (2016): A Top-Down Approach to Evaluating Cross-Border Natural Gas Infrastructure Projects in Europe, *The Energy Journal*, 37 (SI3).
- Kőhegyi G., Kiss H. J., Selei A., Zsoldos J.(2014): Koopetíció - néhány elméleti és empirikus eredmény egy kooperatív elemeket tartalmazó versenyzői helyzetről, *Közgazdasági Szemle* 61: 1000–1021.
- Selei, A., Tóth, B. (2013): Regional gas market modelling applied to analyse the effect of Polish gas infrastructure investment projects on regional trade, *Energy Delta Institute Quarterly*, 4(4): 5–7.
- Selei, A. (2012): Pszichológiai torzítások a fogyasztói döntésekben és hatásuk a vállalatok viselkedésére, *Iustum Acquum Salutare*, 8(3-4): 139–152.

### Tudományos könyvfejezetek

- Kótek, P., Selei A., Tóth B. (2016): Az Északi-Áramlat-2 gázvezeték megépítésének hatása a gázárakra és a versenyre, in: *Verseny és szabályozás 2015*, MTA KRTK Közgazdaság-tudományi Intézet, megjelenés alatt
- Selei A., Tóth B. (2015a): Az ukrán krízis rövid távú hatásai Kelet-Közép-Európa és Magyarország gázellátásbiztonságára. *Megjelent: Verseny és szabályozás, 2014. Budapest, MTA KRTK Közgazdaságtudományi Intézet*, 235–268.
- Kaderják, P., Kiss, A., Paizs, L., Selei, A., Szolnoki, P., Tóth, B. (2013): Infrastrukturális fejlesztések szerepe a gázpiaci integrációban. Elemzések a Duna-régió Gázpiaci Modellel. *Megjelent: Verseny és szabályozás, 2012. Budapest, MTA KRTK Közgazdaságtudományi Intézet*, 256–282.



- Kaderják P., Kiss A., Paizs L., Selei A., Szolnoki P., Tóth B. (2015): Natural Gas Market Integration in the Danube Region: The Role of Infrastructure Development, *Competition and Regulation 2015, The Institute of Economics at the Hungarian Academy of Sciences* 239–275.

### **Egyéb publikációk**

- Selei A., Tóth, B. (2015b): A top-down approach to identify the most important natural gas cross-border infrastructure projects, *Conference paper, Berlin 2015*
- Tóth B., Szabó L., Selei A, Szabó L., Kaderják P., Jansen J, Boonekamp P., Jablonska B., Resch G., Liebmann L., Ragwitz M., Braungardt S. (2014): How can renewables and energy efficiency improve gas security in selected Member States? Towards2030 Issue Paper No. 1
- Sartor, O., Spencer, T., art, I., Julia, P., Gawlikowska-Fyk, A., Neuhoff, K., Ruester, S., Selei A., Szpor, A., Tóth, B., Tuerk, A. (2014): The EU's 2030 Climate and Energy Framework and Energy Security.
- Kaderják, P., Paizs, L., Selei, A. and Tóth, B. (2014): Impact of US LNG exports on Central and Eastern Europe's Energy Security, issue paper prepared for the Atlantic Council

Függelék: A modellben szereplő legfontosabb inputadatok forrásai

Kategória	Mértékegység	Adatforrás
Fogyasztás	Éves mennyiség (TWh) Havi megoszlás 3 év átlagában (éves mennyiség%)	Eurogas, Eurostat, ENTSO- G, EnC, IEA,
Termelés	Annual quantity (TWh) Minimum és maximum termelés (GWh/day)	ENTSO-G , Eurostat, EnC,
Csővezetékes infrastruktúra	Napi maximum kapacitás (GWh/day)	ENTSO-G kapacitástérkép
Tárolói infrastruktúra	betárolás (GWh/day), kitárolás (GWh/day), mobilgáz(TWh)	Gas Infrastructure Europe
LNG cseppfolyósító és visszagázosító infrastruktúra	Napi maximum kapacitás (GWh/day)	Gas Infrastructure Europe
Csővezetékes és LNG hosszú távú szerződések	Éves szerződött mennyiség (TWh/year)	Cedigaz, European Comission, OIES
Szállítói és tárolói tarifák	Minden határponton egy tarifa egy standard kapacitástermékre (€/MWh) tárolói tarifa az éves termékre (€/MWh)	TSO, SSO weboldalak – REKK számítás

9.1. táblázat. Az inputadatok legfontosabb jellemzői