

Gazdasági jelzések szerepe deregulált villamosenergia-piacon

GORDOS PÉTER

Az elmúlt évek nagy európai és észak-amerikai áramkimaradásai mind a villamosenergia-iparág, mind az államigazgatás döntéshozóinak felhívták a figyelmét arra, hogy a deregulált piaci környezetben működő villamosenergia-rendszerek biztonságos és megbízható működtetése érdekében a szabályozás bizonyos elemeit módosítani szükséges. A cikk azt tekinti át, hogy a 2003. szeptember 28-i olaszországi teljes áramkimaradás utáni intézkedések hogyan érintették a termelői és szállítóhálózati infrastruktúra-beruházásokra hatást gyakorló ún. lokális gazdasági jelzések alkalmazását. A szerző egyrészt bemutatja a lokális gazdasági jelzések működési mechanizmusát, másrészt azt elemzi, hogy a jelenlegi európai szabályozási környezet milyen mértékben teszi lehetővé és egyben kötelezővé ezek alkalmazását. A szerző arra a következtetésre jut, hogy míg a rövid távú lokális gazdasági jelzések alkalmazása kielégítőnek mondható, addig a hosszú távú lokális gazdasági jelzések felhasználásában továbblépésre van szükség mind a műszaki, mind a közgazdasági feltételrendszert figyelembe véve.

Az elmúlt csaknem két évtizedben tanúi lehettünk annak a transzformációs folyamatnak, amelynek eredményeként napjainkban a világ gazdaságilag fejlett térségeinek túlnyomó részében – a villamos energia termelését és kereskedelmét illetően – deregulált piacokat találunk.¹ Mindezzel lehetővé vált, hogy a történelmileg versenytől elzárt, a legtöbb esetben állami monopóliumok által meghatározott keretek között működő szektorban teret nyerjenek a versenypiaci struktúrák és üzleti megoldások. A villamosenergia-iparág gazdasági szervezetében bekövetkezett változással párhuzamosan megfigyelhető a villamosenergia-ellátás biztonságával és az áringadozás kockázatával kapcsolatos közgondolkodás módosulása is. Az emberek napjainkban sokkal fogékonyabbak és érzékenyebbek a mindennapi életüket közvetlenül befolyásoló villamosenergia-szolgáltatásban esetlegesen fellépő zavarokra. Így például nagy publicitást kapott a közelmúlt több olyan nagyobb földrajzi térségre kiterjedő áramkimaradás hatása is, mint ami 2003. augusztus 14-én Észak-Amerikában, illetve 2003. szeptember 28-án Olaszországban következett be. A felfokozott érdeklődést akár természetesnek is tekinthetjük, hiszen az augusztusi észak-amerikai áramkimaradás jelentős területeket és közel 50 millió embert érintett az Egyesült

¹ Az Európai Unió (a továbbiakban: EU) villamosenergia-piacának deregulációját előíró acquis legfontosabb elemei: (1) Az Európai Parlament és a Tanács 1996. december 19-i 96/92/EK irányelve a villamos energia belső piacára vonatkozó közös szabályokról, (2) az azt felváltó 2003/54/EK irányelv, valamint (3) Az Európai Parlament és a Tanács 1228/2003/EK rendelete a villamos energia határokon keresztül történő kereskedelme esetén alkalmazandó hálózati hozzáférési feltételekről (a továbbiakban: 1228/2003/EK rendelet).

Gordos Péter, a Gazdasági és Közlekedési Minisztérium főosztályvezető-helyettese.

Államok középnyugati és északkeleti területein, valamint a kanadai Ontarióban. A szeptemberi olasz áramkimaradás pedig az egész ország területére kiterjedt, de hatása tapasztalható volt Ausztriában, Franciaországban, Szlovéniában, Svájcban, sőt még Magyarországon is. A két áramkimaradás súlyosságát jelzi, hogy a szakemberek milliárdos nagyságúra becsülik a közvetlen és közvetett gazdasági károkat.

Az ilyen zavarok, anomáliák elkerülése a szakemberek számára nagy kihívást jelent, mivel az együttműködő villamosenergia-rendszereket (pontosabban a villamosenergia-hálózatokat) az elmúlt közel 50 évben *nem* a jelenlegi versenypiaci körülmények között megvalósuló nagy mennyiségű, határkeresztesző forgalomba bekerülő, nagy távolságú, kereskedelmi célú energiaszállításokra fejlesztettek ki, hanem elsősorban a kölcsönös segítségnyújtásra. (Ez utóbbi – többek között – a tartalékkapacitások közös használatát, az energiaforrások kiaknázásának optimalizálását, valamint a skáláhozadékból rejlő lehetőségek megragadását is célozta.) Röviden úgy fogalmazhatunk, hogy *az infrastruktúra fejlődése nem tartott lépést a versenypiaci körülmények kialakulásával!*

A cikk ilyen kontextusban azt kívánja vizsgálni, hogy a 2003. szeptember 28-i olaszországi teljes áramkimaradás után milyen intézkedések születtek Európában, elsősorban a villamosenergia-termelői és átviteli (szállító) hálózati infrastruktúra beruházásaira hatást gyakorló lokális gazdasági jelzések alkalmazása területén. Az elemzés kiindulópontként az UCTE által a 2003. szeptemberi olaszországi esetet kiváltó közvetlen okok feltárására létrehozott ad hoc vizsgáló bizottság jelentésében található – a tárgyalandó témakör szempontjából – két legfontosabb ajánlást használja fel.² Nem tartja feladatának a vizsgáló bizottság által feltárt műszaki problémák részletes ismertetését, de röviden bemutatja a villamos energia infrastruktúrájának műszaki tartalmát és legalapvetőbb fizikai tulajdonságait, törvényszerűségeit.

A cikk szerkezetileg két fő részből áll. Az elsőben a gazdasági folyamatok alapjául szolgáló fizikai infrastruktúrát mutatja be. A másodikban a lokális gazdasági jelzések célját, működési mechanizmusát és uniós jogszabályi háttérét vizsgálja.

A FIZIKAI INFRASTRUKTÚRA HATÁSA A VILLAMOS ENERGIA KERESKEDELMÉRE

A villamosenergia-rendszer infrastruktúrájában három szintet különböztethetünk meg az ellátott feladatok szerint. E feladatok a villamosenergia-termelés, -szállítás (átvitel) és -elosztás, valamint a végső felhasználás. A rendszerben a villamos energiát a különböző beépített kapacitással rendelkező *erőművek* állítják elő valamely elsődleges energiahordozó átalakításával. A villamos energiának az erőművektől a fogyasztókig való továbbítását, valamint a nemzeti villamosenergia-rendszerek közötti kapcsolatot az *átviteli hálózatok* biztosítják. Az átviteli hálózatok együttműködő rendszere több különböző célú és feszültségintű, hierarchikusan összekapcsolódó rendszerből áll. Az átviteli hálózat rendszerét – a különböző feszültségintek alapján – nagy- (vagy alap-), közép-, valamint kisméretű hálózatra bonthatjuk. Némi egyszerűsítéssel élve az alaphálózat elsősorban egy adott országon belüli alaperőműveket köti össze egymással, vagy nemzetközi kooperációra szolgál. A közép- és kisméretű hálózatok feladata a villamos energiának az alaphálózatról a nagyobb teljesítményű ipari és mezőgazdasági fogyasztókhoz, kisméretű fogyasztókhoz, valamint a lakossághoz történő szállítása.

² Az UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity – a Nyugat-európai Villamosenergia-rendszerirányító és Üzemeltető Társaságok Egyesülése) által felállított vizsgálóbizottság jelentését lásd részletesebben UCTE [2003].

Az egységes nemzeti villamosenergia-hálózatok az európai országokban az 1950-es évek végére alakultak ki, amelyek összekapcsolásával létrejött az együttműködő (nyugat-)európai villamosenergia-rendszer, és megindult a célzott energiacsere az egyes országok ellátásbiztonságáért felelős, monopolpozícióban lévő, vertikálisan integrált³ társaságai között. E társaságok célfüggvényét elsősorban saját rendszereik fizikai egyensúlyban⁴ tartása, valamint az olcsó primer energiából előállított villamos energiához való hozzáférés határozta meg. Ilyen körülmények között a monopoltársaságok az egyes nemzeti rendszereket összekapcsoló rendszerösszekötő elemeket (átviteli vezetékzsakaszokat) csak e követelménynek megfelelő mértékig építették ki, ezért azok nem képesek a jelenlegi versenyügyi struktúra következtében a nemzeti nagykereskedelmi (erőművi) piacok árkülönbségét kihasználó kereskedelmi célú villamosenergia-szállítások iránti igényeket kielégíteni. Ezt a jelenséget röviden úgy fogalmazhatjuk meg, hogy *az országok közötti rendszerösszekötő átviteli vezetékek bizonyos esetekben szűk keresztmetszetet jelenthetnek a (kereskedelmi célú) villamosenergia-szállítások előtt.* (Hogyan nyilvánul meg a szűk keresztmetszet fizikai értelemben? A nemzeti rendszereket összekapcsoló rendszerösszekötő elemek csak meghatározott villamosenergia-mennyiséget tudnak továbbítani. Ha az átfolyó villamosenergia-mennyiség meghaladja ezt a szintet, akkor sérül a határkeresztező vezeték technikai (termikus) korlátja. Szélsőséges esetben automatikusan leválhat a rendszerről, aminek tanúi lehettünk a cikk elején említett két áramkimaradásnál.)

A témakör tehát versenypolitikai és rendszerbiztonsági szempontból is releváns. Ugyanis ha a kereskedelmi tranzakciók lefoglalják az országok közötti (nem kereskedelmi célból épített) rendszerösszekötő elemek kapacitásainak elég nagy hányadát, akkor nem marad elég kapacitás a nemzeti rendszerek egyensúlyban tartása érdekében végzett energiacsere céljára – vagyis az átviteli rendszerirányítóknak (az ún. TSO-knak) nem marad elég mozgásterük a beavatkozásra –, így az együttműködő villamosenergia-rendszer biztonságos és megbízható működése nem szavatolható. (Ebben az esetben történhet az meg, aminek 2003 szeptemberében Olaszországban – és tágabb értelemben Európában – lehettünk tanúi.)

Mi lehet a megoldás? Egyrészt fokozni kell a TSO-k üzemviteli együttműködésének hatékonyságát,⁵ másrészt növelni kell a nemzeti rendszerösszekötő elemek kapacitását. Ez utóbbi egyrészt új rendszerösszekötő beruházások megvalósításával, másrészt olyan rendszerállapot előidézésével érhető el, amelyben a villamosenergia-áramlások nem terhelik túl a rendszerösszekötő elemeket.

Hogyan lehet ilyen rendszerállapot elérését közgazdasági eszközökkel befolyásolni, figyelembe véve azt a tényt is, hogy egy együttműködő villamosenergia-rendszerben a villamos energia áramlási irányát olyan fizikai törvények határozzák meg, amelyek nincsenek tekintettel a villamos energiával mint áruval kereskedni kívánó piaci szereplők közötti „hipotetikus” szerződéses útvonalra? Azaz arra az útvonalra, amelyen a kereske-

³ A vertikálisan integrált társaság legalább két különböző típusú villamosenergia-ipari tevékenységet végez, például átviteli hálózat működtetése és villamos energia termelése.

⁴ A villamos energia a technika mai fejlettsége mellett nem tárolható megfelelő mennyiségben ahhoz, hogy a kereslet és kínálat közötti különbséget készletezéssel lehessen orvosolni. Ezért a termelésnek és a fogyasztásnak minden másodpercben egyensúlyban kell lennie. Ezt a megfeleltetési feladatot országonként általában egy átviteli rendszerirányító (transmission system operator – TSO) látja el, amely gondoskodik arról, hogy hazai termelésből, vagy nemzetközi beszállításból kielégíthető legyen a fogyasztási igény.

⁵ Az UCTE vizsgálóbizottságának ez az egyik ajánlása. Ez alapján az UCTE úgy kívánja elérni az együttműködés hatékonyságának növelését, hogy tagvállalatai részére korábban megfogalmazott számtalan technikai és üzemszervezési előírást – amelyek eddig különféle dokumentumokban voltak fellelhetők és betartásuk nehezen volt kikényszeríthető – jogilag kikényszeríthető módon egységes Működési Kézikönyvbe (Operation Handbook) kívánja összefoglalni.

dők a villamos energiát az egyes hálózati elemeken „elméletileg” el szeretnék juttatni a termeléstől (generation – G) a fogyasztás (load – L) helyéig. Egy adott ponton betáplált villamos energia ugyanis a legkisebb ellenállás irányába „szétáramlik” a vezetékzakszakokon, és nem csak a „hipotetikus” szerződéses útvonalat veszi igénybe, azaz például nemzetközi kereskedelemnél – még két szomszédos ország esetében sem – csak a két országot összekapcsoló adott rendszerösszekötő elemet fogja használni. Ezt a nem szerződéses útvonalon lebonyolódó forgalmat nevezzük – némi egyszerűsítéssel élve – párhuzamos áramlásnak.

LOKÁLIS GAZDASÁGI JELZÉSEK

A szabályozási elmélet szerint az együttműködő villamosenergia-rendszer hatékony működtetésére – a rendszerösszekötő átviteli elemek hatékony kihasználása érdekében – olyan szabályozásba beépített közgazdasági ösztönző rendszert érdemes alkalmazni, amely befolyásolja a piaci szereplők *kereskedelmi és/vagy a termelési és fogyasztási helyekre* vonatkozó döntéseit (Hunt, 2002). A cél az, hogy gazdasági jelzés ösztönözze az egyes szereplőket arra, hogy a rendszerérdek figyelembevételével hozzák meg saját gazdasági döntéseiket.⁶

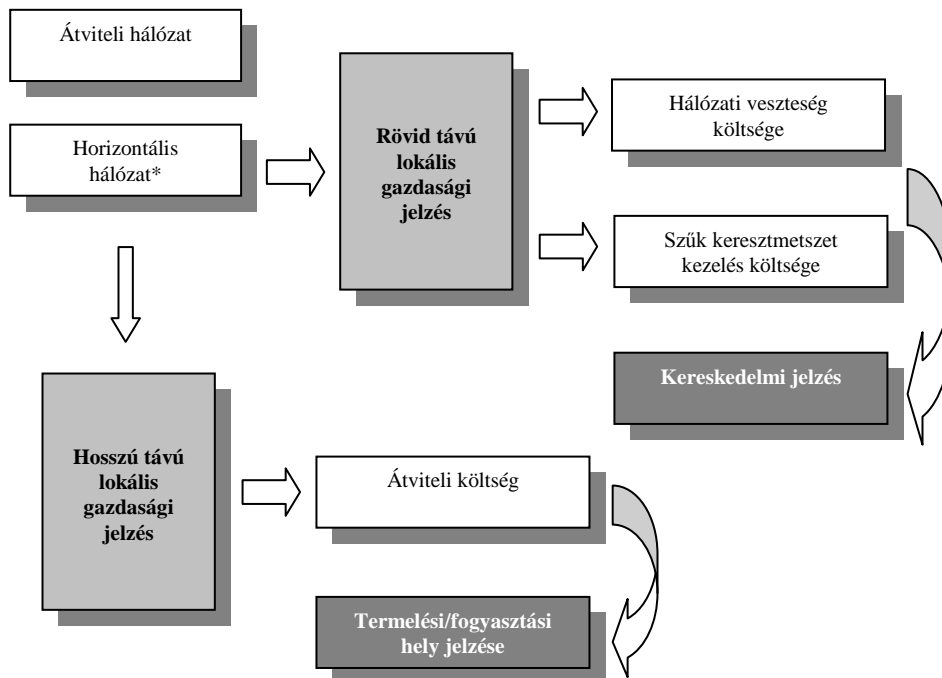
Gazdasági jelzést különféle eszközökkel lehet létrehozni, de az igazán hatékony megoldás az, ha ezeket a villamos energia fizikai áramlásának közeget biztosító átviteli hálózatokon alkalmazzuk. Vagyis, ha úgy határozzuk meg az *átviteli (hálózati) szolgáltatás árát*, hogy az *ösztönözze* vagy *büntesse* az egyes piaci szereplőket azért, mert a hálózat bizonyos (meghatározott) helyén fogyasztanak vagy termelnek. (Az ösztönző rendszer természetesen inkább az új termelési és fogyasztási helyek kialakítására van hatással.) Az ösztönző rendszert úgy kell kialakítani, hogy hasson a kereskedelmi tevékenységekre is, mivel a fizikai villamosenergia-áramlások mögött közvetlen vagy közvetett módon szerződéses jogviszonyok húzódnak meg.

A szabályozási elmélet által javasolt ösztönző rendszer *rövid és hosszú távú lokális gazdasági jelzésekre* épül, és a feladata az, hogy tükrözze a piaci szereplők számára a villamosenergia-szállítás tényleges költségeit. Vagyis az alkalmazott árazási technikáknak olyan piaci mechanizmusokon kell nyugodniuk, amelyek az együttműködő villamosenergia-rendszer fizikai képességei szabta korlátokat megjelenítik az árakban. Ezzel lehetővé válik, hogy ténylegesen csak olyan tranzakciók bonyolódjanak le, amelyek egyszerre hatékonyak a piac és a villamosenergia-rendszer nyújtotta lehetőségek kihasználása szempontjából.

A kereskedelmi tevékenységre vonatkozó döntéseket elsősorban a nagykereskedelmi piacok közötti árkülönbségek határozzák meg. Az árkülönbségek rövid távon befolyásolják a piaci szereplők magatartását, így döntéseiket is rövid távú gazdasági jelzésekkel célszerű befolyásolni. Új termelési és fogyasztási helyek kialakítása hosszú távú stratégiai döntést igényel a piaci szereplőktől. E döntéseket hosszú távon és tartósan ható gazdasági jelzésekkel lehet csak hatékonyan befolyásolni. Az *1. ábra* az alkalmazható lokális gazdasági jelzéstípusok kialakításának lehetséges eszközeiről ad áttekintést.

⁶ Az UCTE vizsgálóbizottsági jelentésének *másik fontos ajánlása* szerint szükséges egy európai szintű harmonizált szabályozási keret, amely megfelelően orientálja mind a termelői, mind pedig a szállító hálózati beruházásokat.

Az átviteli hálózaton alkalmazható lokális gazdasági jelzésfajták



* Egy ország átviteli hálózatának azon elemei alkotják a horizontális hálózatot, amelyek ténylegesen részt vesznek a nemzetközi áramlásokban. Részletesebben lásd ETSO [2003].

Az ábrából látszik, hogy rövid távú lokális gazdasági jelzés eszköze lehet a szűk keresztmetszet⁷ és a hálózati veszteség kezelésének technikája (utóbbival a cikk nem foglalkozik). A hosszú távú lokális gazdasági jelzés eszköze lehet az átviteli hálózat bizonyos költségein alapuló *átviteli díjak* megfelelő allokálása.

Rövid távú lokális gazdasági jelzések

A kereskedelmi tevékenységre vonatkozó döntéseket elsősorban a nagykereskedelmi piacok közötti árkülönbségek határozzák meg. Az árkülönbségek kiaknázása érdekében a piaci szereplők hajlandóak megfizetni annak az alternatív költségét (opportunity cost), hogy keresletüket nem egy helyi, hanem egy távolabbi (akár más országban lévő) csomópontból⁸ elégítik ki. Az alternatív költség a villamos energia egyik piacról a másikra történő elszállításával, vagyis – nemzetközi szinten – a határkeresztező kereskede-

⁷ A fogalom alatt elsősorban olyan eljárásokat értünk, amelyek segítségével összhangot lehet teremteni a (rendszerösszekötő) vezetékek „áteresztőképességének” és a (kereskedelmi) szállítási igények között úgy, hogy ne sérüljenek a vezetékek műszaki korlátai. A leggyakrabban alkalmazott technikák bemutatását lásd később.

⁸ Csomópont alatt egy földrajzilag – pontosabban az átviteli hálózat topológiája alapján – jól körülhatárolható terület értendő.

lemnek a költségével egyenlő. Mint láttuk, az országokat összekapcsoló rendszerösszekötő elemek nem nagy mennyiségű kereskedelmi célú villamos energia szállítására lettek létrehozva, hanem elsősorban a rendszeregyensúlyokat biztosító energiacsereére. (A fizikai infrastruktúra szűk keresztmetszete korlátozza az arbitráls lehetőségét.) A cél az, hogy olyan technikákat alkalmazzunk a szűk keresztmetszet kezelésére, amely a szűkös jószágot úgy árazza be, hogy csak az *szerezzen rajta átviteli jogot*, aki a *legtöbbre értékeli* azt, miközben az *átviteli hálózat biztonságos működése is fenntartható*.

A következőkben tekintsük át az átviteli árazás európai gyakorlatát, majd vizsgáljuk meg, hogy a szűk keresztmetszetet kezelő technikák közül melyek alkalmasak hatékony rövid távú lokális gazdasági jelzések érvényesítésére is.

Az egyes országokban a villamosenergia-rendszereket nemzeti TSO-k irányítják, amelyek a nemzeti irányítóhatóság által kihirdetett tarifák alapján a piaci szereplőktől díjat szednek hálózataik használatáért. A díjnak a TSO-k éves költségeit kell fedezniük. A költségeket csoportosítani lehet aszerint, hogy (1) a hálózati infrastruktúrával, (2) a hálózat folyamatos üzemeltetésével, vagy (3) a jövőbeni hálózatfejlesztéssel kapcsolatban merülnek fel. A *hálózati infrastruktúra költsége* a múltban befektetett eszközök után merül fel, a *hálózat folyamatos üzemeltetésének költsége* pedig a fizikai infrastruktúra működési és karbantartási, valamint a rendszerirányítás, a szűk keresztmetszet és a hálózati veszteség kezelésének költségeként. A *jövőbeni hálózatfejlesztés költsége* a tőke jelenértékeként jelentkezik. A három költség típus közül általában a hálózati infrastruktúra költsége a legnagyobb tétel (Yu – David, 1994, 1997).

Kérdés, hogy milyen árszabályozási elvek alapján épüljenek be ezek a költségek a tarifákba, vagyis hogyan allokálják ezeket az egyes piaci szereplők között. Több árszabályozási eljárás is ismeretes: így az ún. postabélyeg, a szerződéses útvonal, a boundary flow, vagy a line-by-line alapú árazási módszerek (Happ, 1994). A szakirodalomban megtalálhatóak a határköltség alapú árszabályozási módszerek is. Ezek a short-run marginal cost alapú (Happ, 1994, Rudnick et al, 1995, Pera, 1994, Tabors, 1994), a long-run marginal cost alapú (Tabors, 1994), valamint a long-run incremental cost alapú eljárások (Happ, 1994, Kovacs – Leverett, 1994).

Európában általánosan elterjedt a *postabélyeg alapú árazási* módszer. A TSO-nak fizetendő díjak – némi egyszerűsítéssel élve – a hálózat bármely pontján azonos feszültségshinthez kapcsolódóan *egyformák*, vagyis földrajzilag – pontosabban a hálózat topológiája alapján – általában nincsenek eltérések. Országonként ugyanakkor az alkalmazott díjak, a fogyasztók és a termelők között eltérő arányban oszlanak meg.

A díjak általában mindhárom költség típusra fedezetet nyújtanak. Az európai TSO-k által alkalmazott postabélyeg alapú árazásnak azért van létjogosultsága, mivel a fogyasztói és termelői súlypontok közel egyenletes arányban oszlanak meg, így a hálózat összköltsége a társadalmi szolidaritás jegyében egységesen terhel minden rendszerhasználót.⁹

Vizsgáljuk meg közelebbről az átviteli díj költségelemei közül a (2) kategóriába sorolt szűk keresztmetszet-kezelés költségeinek allokálását. Az egyes nemzeti TSO-k ezt a költségelemet általában egyenletesen ráterhelik az összes piaci szereplőre. Ezt azért tudják megtenni, mert hálózatuk a belső fogyasztásnak megfelelően méretezett, így ritkán alakulnak ki szűk keresztmetszetek. A példa kedvéért tételezzük fel, hogy tartósan jelentkeznek olyan rendszerállapotok, amelyek során szűk keresztmetszetek alakulnak ki. Ilyen esetben nem lenne igazságos a szűk keresztmetszet kezelésének költségét az

⁹ Európa azon országaiban, amelyekben a fogyasztói és termelői súlypontok nem egyenletesen helyezkednek el, a fizetendő díjak között földrajzi differenciálás figyelhető meg mind az *L*, mind a *G* értékeiben. Ezzel a megoldással a piaci szereplők gazdaságilag ösztönözhetők arra, hogy az átviteli rendszer optimális működése érdekében úgy válasszák meg a termelési, illetve a fogyasztási helyet, hogy kisebb mértékben vegyék igénybe az átviteli rendszert.

összes piaci szereplőre ráterhelni, mivel ez azokat is sújtaná, akik nem felelősek kialakulásáért. A szakirodalom megoldásként *lokális (energia) árazást* javasol (locational pricing) (Schweppe et al, 1988, Chao – Peck, 1996, Johnsen et al, 1999). A lokális árazás alapfilozófiája szerint a villamos energiának mint jószágnak és az átvittel együtt értelmezett *szűk keresztmetszet kezelésének mint szolgáltatásnak az árazása szimultán módon történik*. Valójában egy árról van szó, a két ár „eggyé olvad össze”. Ilyen árazási technikát elsősorban olyan centralizált piacszerkezési metodikával lehet megvalósítani, amely közvetlen kapcsolatot teremt a villamos energia nagykereskedelmi és átviteli részpiacai között. Az ismert szervezett piaci formák közül erre alkalmas például a Hogan [1993] által kidolgozott kötelező pool¹⁰ azon változata, amely a piactisztító ár meghatározásakor figyelembe veszi a szűk keresztmetszeteket. Az eljárás röviden a következő: a pool-t működtető átviteli rendszerirányító meghatározza az aggregált keresleti és kínálati görbék segítségével egy adott időtartamra vonatkozó piactisztító árat. Ha a piactisztító árhoz tartozó villamosenergia-mennyiség az átviteli hálózat bármely pontján szűk keresztmetszetet okozna, akkor a hálózaton csomópontokat (nodes) határoz meg az egyes súlypontoknak megfelelően aszerint, hogy a csomópontokban ne, csak azok között jelentkezzenek a szűk keresztmetszetek. Egyes csomópontokat így többlettermelés, míg másokat többletfogyasztás fog jellemezni. A csomópontok közötti szűk keresztmetszetek miatt a többlettermelést mutató csomópontból a meghatározott piactisztító áron ajánlott villamosenergia-mennyiséget nem lehet teljes egészében kiszállítani, míg a többletfogyasztású csomópontba nem lehet beszállítani, vagyis a rendszert nem lehet egyensúlyban tartani. *Az átviteli rendszerirányító ezért a piactisztító árhoz képest új egyensúlyi árakat határoz meg az egyes csomópontokban aszerint, hogy a fizikai áramlás ne haladja meg a csomópontokat összekötő hálózat kapacitását, azaz ne alakuljon ki valóságosan szűk keresztmetszet*. Az átviteli rendszerirányító csökkenti az árakat azokban a csomópontokban, amelyekben többlettermelés van (a csomópont a piactisztító áron „exportálna”). Egyidejűleg növeli az árakat azon csomópontokban, amelyekben alacsonyabb a termelési szint (a csomópont a piactisztító áron „importálna”). Így azokban a csomópontokban, amelyekben eddig alacsonyabb volt a termelés (vagyis importált), azon erőművek is üzembe tudnak lépni, amelyek határkölségét eddig nem fedezte az ár. Azokban a csomópontokban pedig, amelyekben eddig többlettermelés volt, azon erőművek kénytelenek leállni, amelyek határkölsége alatt alakul az egyensúlyi ár. Ezzel mind fizikai, mind közgazdasági értelemben biztosítható a kereslet és kínálat közötti egyensúly. (A nodális árazásnak módosított változata az ún. zonális árazás, amely az egyes szomszédos csomópontokat nagyobb zónákba rendezi.) Az egyes csomópontokban (zónákban) tehát eltérő egyensúlyi árakkal találkozunk. A csomópontok (zónák) közötti árkülönbség pedig megfelel a szűkös átviteli kapacitás árának, vagyis annak a megszerzett jognak, hogy a drágább csomópont (zóna) fogyasztói a vezetékhatalmal egy olcsóbb csomópont (zóna) termelését használhatják. Ezt az összefüggést elsőként Schweppe et al [1988] fogalmazta meg a nagykereskedelmi piacok árnivel-lálódásáról szóló elméletében. E szerint egy integrált villamosenergia-piacon az egyes országok árai – ceteris paribus – az országokat összekötő szűkös határkeresztesző elemek

¹⁰ A kötelező pool lényege, hogy az erőművek csak a pool-t működtető társaságnak adhatják el megtermelt villamos energiájukat, valamit a vevők csak ettől vásárolhatnak. Ha ez a kötelezettség nem áll fenn, akkor nem kötelező pool-ról beszélünk. A szervezett piacok másik változatát az *energiatőzsdék* képviselik, amelyek piaci felületként szolgálnak előre definiált termékek kereskedésére. Ezeken általában rövid távú szerződéseket kötnek (másnap szállításra). Feladatuk tehát elsősorban a rövid távú termékek kereskedelme.

Ha a nagykereskedelmi piac nem centralizáltan működik, akkor OTC/bilaterális piacról beszélünk. Az eladók és a vevők között legtöbbször nincsen harmadik közvetítő fél, vagyis az erőművek közvetlenül kapcsolatba lépnek vevőikkel. A piac decentralizált módon működik.

használati jogának árával különböznek csak egymástól, amelyen keresztül az arbitrázs kiegyenlíti a nagykereskedelmi piacok árait.

A továbbiakban hagyjuk el a nemzeti szintet és vizsgáljuk az európai együttműködő villamosenergia-rendszert. A rendszer egésze nem működik egy zónaként, mivel az országokat összekapcsoló rendszerösszekötő elemeket eredetileg nem nagy mennyiségű, kereskedelmi célú szállítások lebonyolítására méretezték, így azok szűk keresztmetszetet képeznek. Ilyen körülmények között nem alkalmazható az országokon belüli postabélyeg alapú árazás a rendszerösszekötő elemeken megvalósuló átvitelre, mivel az a szűk keresztmetszetek beárazódását nem tudja megfelelően kezelni. Ezek a kapacitások ugyanis állandóan szűk keresztmetszetet jelentenek, vagyis permanensen szűkös jószágot képeznek, így a használati díjuk nem lehet egyforma azon átviteli elemek díjával, amelyek nem szűkös jószárok.

A szűk keresztmetszet kezelésére megoldást jelenthet *az országok közötti lokális árazás*, amely az egyes országokat egy zónának tekinti¹¹ (Glachant – Pignon, 2002). Másik megoldási lehetőség a *fizikai átviteli jogok* (physical transmission right – PTR) használata. A fizikai átviteli jogok árazásának alap gondolata az, hogy – a nemzeti rendszereket összekapcsoló rendszerösszekötő elemek műszaki korlátait figyelembe véve – az egymással szomszédos átviteli rendszerirányítók előre kiszámított átviteli kapacitásokat határoznak meg. A rendszerirányítók az általuk működtetett piacon valamilyen elv alapján szétosztják a jogokat azon piaci szereplők között, akik igényt jelentenek be azok használatára. A jog a tulajdonosa számára lehetővé teszi, hogy az adott határkeresztesző kapacitást használja kereskedelmi szerződéseinek teljesítésére. Ez a piac tehát csak a rendszerösszekötő átviteli jog iránti kereslet és kínálat megfeleltetésére szolgál, amelynek nincsen kapcsolata a nagykereskedelmi (erőművi) piaccal. Az átvitel mint szolgáltatás, valamint a villamos energia mint jószág kereskedelme tehát különválnak. Innen ered az elnevezés: fizikai átviteli jog.

A szűk keresztmetszetet kezelő technikák a rövid távú lokális gazdasági jelzések tükrében

A következőkben vizsgáljuk meg, hogy a lokális energiaárazás, illetve a fizikai átviteli jogok allokációs technikái mennyiben alkalmasak rövid távú lokális gazdasági jelzések létrehozására.

Nodális piac

Lokális energiaárazással olyan *nodális* piacot lehet létrehozni, amelyen csomópont-ról csomópontra eltérő villamosenergia-árakat (jószágar + átviteli szolgáltatás) alakít ki a szervezett villamosenergia-piacot működtető átviteli rendszerirányító.¹² A villamos energia ára az egyik csomópontban drágább, a másikban olcsóbb. A szűk keresztmetszetet jelentő vezetékkel összekapcsolt csomópontok közötti árkülönbség az előzőekben definiált alternatív költségnek felel meg, amit akkor kellene kivetni, ha egy addicionális áramlást még lehetővé tenne a torlódástól terhes vezetékszakasz. Lokális villamosenergia-árak alkalmazása tehát megfelelő lokális gazdasági jelzést képes küldeni azon fogyasztóknak, akik a drágább csomópontban helyezkednek el, azzal „büntetve”

¹¹ Ennek a megoldásnak számos feltétele van: például közös szervezett piaccal kell rendelkezniük az érintett országoknak, vagy legalábbis valamilyen módon együttműködő szervezett piacokkal. Továbbá minimálisan a határkeresztesző kereskedelemben kötelező szervezett piaci szerződéskötést kell előírni.

¹² Nodális piacot működtet például az észak-amerikai Pennsylvania–New Jersey–Maryland (PJM) regionális átviteli rendszerirányító.

őket, hogy a szűk átviteli kapacitás miatt nem tudnak megfelelő mennyiségű olcsóbb villamos energiához jutni. Az erőművek szempontjából szintén hatékony ez a megoldás, mivel az olcsó csomópontban elhelyezkedő erőműveket termelésük visszafogásra kényszeríti a korlátozott átviteli kapacitás miatt. Ezzel egyrészt befolyásolhatók a kereskedelmi tranzakciók árai, másrészt középtávon a tulajdonosokat egyben arra is ösztönzi, hogy olyan csomópontba telepítsék erőműveiket, ahol azok költségeit a kialakuló egyensúlyi ár fedezi.

Nodális piacon a TSO a szűk keresztmetszet-kezelésből bevételre tesz szert, mivel a drágább csomópontban lévő fogyasztók magasabb árat fizetnek részére, mint amit neki térítenie kell az olcsóbb csomópontban lévő erőműveknek. (A TSO teljes bevétele egyenlő a szűkös kapacitást jelentő vezetéken mért áramlások és a kapacitás két oldalán elhelyezkedő csomópontok közötti árkülönbség szorzatával.) Ez a bevétel fedezetet nyújt a (2) költségelemben lévő szűk keresztmetszet kezelésére. Továbbá, ez az a bevételi forrás, amely – ha nem biztosít is teljes fedezetet az átviteli hálózat fejlesztésére, de megképződése – jelzi, hogy hol kell új beruházásokat megvalósítani.

Zonális piac

A *zonális piac* szintén lokális energiaárazáson alapul: az egyes csomópontokat zónákba fogják össze (market splitting) aszerint, hogy bizonyos rendszerállapotok esetén csak a zónák között alakulhassanak ki szűk keresztmetszetek. A zonális piac – a nodálishoz hasonlóan – szintén képes hatékony lokális gazdasági jelzések küldésére, tekintettel azonos filozófiájukra. Zonális árazást találunk a NORDEL (Norvégia, Svédország, Finnország és Dánia) együttműködő villamosenergia-rendszerének Nord Pool elnevezésű nagykereskedelmi piacán. Az egyes zónák általában egy nemzeti nagykereskedelmi piacnak felelnek meg, de bizonyos rendszerállapot esetén a nemzeti piacokat eltérő árzónákra bontják.

Explicit aukciós eljárás fizikai átviteli jog allokálására

Abban az esetben, ha a szomszédos országok villamosenergia-piacai eltérő kereskedelmi szabályok alapján működnek, vagy legalábbis a TSO-k nem működtetnek közös nodális vagy zonális piacot, akkor megoldást jelenthet, ha az átviteli rendszerirányítók fizikai átviteli jogokat allokáló kapacitáspiacot szerveznek.¹³ Az eljárás lényege, hogy az átviteli rendszerirányító a piaci szereplők által az átviteli kapacitásokra leadott ajánlati árak alapján csökkenő sorrendben fogja kielégíteni az igényeket. A fizetendő (kapacitás)díj meghatározására több lehetőség is van: minden szereplő az ajánlatában tett árat fizeti meg, vagy piactisztító ár kerül meghatározásra.

Ha a kapacitáspiac kereskedelmi szabályait megfelelően határozták meg és kielégítő intenzitású verseny alakul ki, akkor az explicit aukciós eljárás is képes hatékony gazdasági jelzések küldésére. Ennek az oka az, hogy csak azon piaci szereplők számára biztosít átviteli jogot, amelyek a legtöbbször értékelik azt, miközben a rendszerösszekötő kapacitás technikai korlátait is képes figyelembe venni. A magasabb árszintű nagykereskedelmi piacra exportálni kívánó erőmű (kereskedő) csak úgy tudja értékesíteni termékét, ha megfizeti annak alternatív költségét, hogy nem a telephelye szerinti ország alacsonyabb árszintű nagykereskedelmi piacán értékesít. Feltéve, hogy a belső hálózatokon nem alakulnak ki szűk keresztmetszetek, az alternatív költség az explicit

¹³ Az EU belső határain elhelyezkedő rendszerösszekötő kapacitásokon a tagállamok többsége ezt az eljárást alkalmazza.

aukciós eljárás során kialakuló piactisztító ár lesz. Ez egyrészt növeli a kereskedelmi tranzakció árát, másrészt középtávon ösztönzi a termelési és fogyasztási helyek megválasztását is. Az explicit aukciós eljárásnál szintén keletkezik a szűk keresztmetszet kezeléséből bevétel a TSO-nál. (Ennek összege egyenlő az adott időhorizontra felosztható fizikai átviteli jog és a piactisztító ár szorzatával.) Ez a bevétel is fedezetet nyújt a szűk keresztmetszet kezelésére, valamint jelzi, hogy hol kell új beruházásokat megvalósítani.

A gazdasági jelzés hatékonysága tovább növelhető, ha az érintett rendszerirányítók koordinált aukciós eljárást alkalmaznak. Ez az eljárás ugyanis – szakítva az explicit aukciós eljárás szerződéses útvonalának logikájával – a kereskedelmi tranzakciók okozta minden áramlást, vagyis a párhuzamos áramlásokat is figyelembe véve szimultán osztja el az együttműködő villamosenergia-rendszer összes rendszerösszekötő elemének kapacitásait (ETSO, 2001).¹⁴

Hosszú távú lokális gazdasági jelzések

A bemutatott rövid távú lokális gazdasági jelzések a hálózatok üzemeltetéséhez, vagyis a (2) költségpushoz kapcsolódnak. A továbbiakban vizsgáljuk meg az (1) és a (3) költség típusokhoz kapcsolódó díjakat a hosszú távú lokális gazdasági jelzések kialakításának szempontjából. Ezek a díjak – tekintve a fedezendő költségek típusát, illetve azt, hogy az eltérő rendszerállapotok nem befolyásolják nagyságukat – hosszabb távon stabilnak mondhatók és általában egy évre kerülnek kihirdetésre. Ha az alkalmazott árszabályozás képes a díjakat földrajzilag a szerint differenciálni, hogy a költségek nagyobbik hányadát a hálózatot intenzívebben használó piaci szereplők fizessék meg, akkor a díjak alkalmasak hosszú távú lokális gazdasági jelzés küldésére. Az európai gyakorlat szerint – néhány kivételtől eltekintve – a postabélyeg alapú nemzeti átviteli díjak általában nem tartalmazzak lokális gazdasági jelzésre bevezetett elemet.¹⁵

A hosszú távú lokális gazdasági jelzések kérdése nemcsak adott ország, hanem az európai együttműködő villamosenergia-rendszer számára is fontos kérdés. A cél azonos: a piaci szereplők úgy válasszák meg termelési és fogyasztási helyeiket, hogy az átviteli rendszer a leghatékonyabban legyen kihasználva. Vagyis az európai rendszer biztonsága és a rendszerösszekötő átviteli kapacitások szűkössége miatt az egyes országok által használt átviteli díjakat célszerű úgy megállapítani, hogy nagy mennyiségű villamos energia nagy távolságokra történő szállítása ne legyen gazdaságos. E célt leghatékonyabban olyan költségallokációs algoritmus használatával lehet elérni, amely képes az egyes piaci szereplők számára *közvetlenül* meghatározni az általuk használt európai villamosenergia-rendszer átviteli hálózati elemeinek költségeit. Egy ilyen rendszerben nem az adott nemzeti hálózat költségeit osztják el standard díjtételek formájában az egyes piaci szereplők között, hanem a piaci szereplők által okozott – mérés alapján kimutatott – áramlások során ténylegesen igénybe vett európai átviteli hálózati elemek költségeit. Ennek kiszámítására az európai szakirodalomban több algoritmust is kifej-

¹⁴ A fizikai átviteli jogok allokálása nem piaci mechanizmust használó prioritás alapú árázással is megvalósítható (az ún. first come – first serve vagy pro rata eljárások). Ezek azonban nem képesek hatékony gazdasági jelzések küldésére.

A szűk keresztmetszet-kezelés eddig nem említett fajtáját testesítik meg a nem fizikai átviteli jogon alapuló technikák, mint az újra-teherelosztás, a határon keresztül koordinált újra-teherelosztás és az ellenkereskedelem. Ezek az eljárások általában szintén nem képesek hatékony gazdasági jelzések küldésére, mivel a kialakult gyakorlat szerint a TSO-k az addicionális költségeket általában ráterhelik a piac összes szereplőjére (Nordel, 2000).

¹⁵ Kivételként említhető például Anglia, Wales, Norvégia, Írország és Olaszország, ahol az átviteli díjakban van területi differenciálás.

lesztettek, így például az *arányosan felosztott használat módszerét* (average participation – AP), amellyel nodális átviteli árazást¹⁶ lehetne megvalósítani (CEER, 2002a, Pérez – Arriaga et al, 2002, 2003). A piaci szereplőket a módszer alkalmazása arra ösztönözné, hogy minél kevesebb hálózati elemen lehetőleg minél kisebb áramlás okozva válasszák meg termelési vagy fogyasztási helyeiket.

Hosszú távú lokális gazdasági jelzést *közvetett költségallokációval* is létre lehet hozni. Ilyenkor a TSO szintjén kell meghatározni a gazdasági jelzés nagyságát aszerint, hogy az ország piaci szereplőitől kiinduló áramlások mekkora mértékben használják más országok átviteli hálózatát, vagyis mekkora az ország (pontosabban annak TSO-ja) által megtérítendő költség-tömeg.¹⁷ A TSO szintjén jelentkező nettó – pozitív vagy negatív előjelű – költséget kell érvényesíteni a nemzeti hálózathasználati tarifákban. Ez a típusú eljárás azonban nem képes olyan hatékony gazdasági jelzést létrehozni, mint egy nodális rendszer, mivel a költségek utólagos allokációja bizonyos mértékű költségszétterítést feltételez. Ezáltal pedig olyan erőműveket, illetve fogyasztókat is „büntet”, amelyek nem tehetők felelőssé a határkeresztező áramlásért.

Ezt a problémát nem lehet kezelni, mert szerves része az eljárásnak. Az eljárás hatékonysága tovább romlik,

- ha a kiinduló G és L tarifák nagysága országonként jelentős szórást mutat, mivel az eltérő bázisértékek miatt „túlbüntet”, vagy „kevésbé bünteti” az áramlások okozóit ahhoz képest, ha egységes díjtételeket módosítanánk a TSO szinten fizetendő költség-tömegegél; valamint

- ha a nemzeti átviteli díjak alapjául szolgáló költségek¹⁸ eltérő metodika alapján kerülnek meghatározásra az egyes országokban, mivel akkor a TSO-k közötti költség-kompenzációban megállapításra kerülő költség-tömegek is torzulnak.

Az utóbbi két problémát úgy lehet kezelni, ha egyrészt törekszünk arra, hogy országonként hasonló mértékben terheljük a nemzeti G és L díjak a piaci szereplőket, másrészt, ha az együttműködő villamosenergia-rendszerben egységesítjük a hálózati elemek értékét meghatározó költség- és eszközértékelés módszertanát.

Lokális gazdasági jelzéseket szabályozó rendeleti előírások és azok megvalósulása a gyakorlatban

Vizsgáljuk meg, hogy az 1228/2003/EK rendelet¹⁹ (EP, 2003) milyen előírásokat tartalmaz a rövid és hosszú távú lokális gazdasági jelzésekre. A szűk keresztmetszet kezelésének technikái közül azok alkalmazását írja elő a 6. cikk (1) bekezdésében, „...amelyek hatékony (rövid távú – G , P .) gazdasági jelzéseket szolgáltatnak a piaci szereplőknek és az érintett átviteli rendszerirányítóknak”. Vagyis az előzőekben bemutatott technikák közül csak a nodális vagy zonális piac, illetve a fizikai átviteli jogra vo-

¹⁶ Nem összekeverendő a lokális (energia) árazás nodális változatával, amely a villamos energiának a csomópontok közötti eltérő árazását teszi lehetővé és a (2) költség típusba tartozó szűk keresztmetszetek kezelésére használható fel.

¹⁷ Az európai szabályozási környezet jelenleg a közvetett költségallokációt, vagyis a TSO-k közötti költség-kompenzációs rendszer bevezetését írja elő az 1228/2003/EK rendeletben. Az ETSO (European Transmission System Operators – Európai Hálózati Rendszerirányítók Szövetsége) a költségek megtérítésére multilaterális magánjogi szerződésrendszert hozott létre (CBT-szerződés), amelyet a legtöbb európai TSO aláírt.

¹⁸ Ez különösen problémás lehet az (1) és (3) költség típus esetében, mivel e kettő teszi ki az átviteli költségek legnagyobb részét.

¹⁹ Az EU belső villamosenergia-piacát megvalósítani hivatott jogszabályok közül az 1228/2003/EK. rendelet foglalkozik a határkeresztező kereskedelem piaci modelljének egyes elemeivel és egyben a lokális gazdasági jelzéstípusok kérdéskörével.

natkozó explicit aukciós eljárás megengedett. A szűk keresztmetszet kezelésének nem fizikai átviteli jogon alapuló technikai csak akkor megengedettek, ha alkalmazásuk biztosítja, hogy a költségeket ne terítsék szét az összes piaci szereplő között.

A *hosszú távú* gazdasági jelzések alkalmazását a rendelet nem írja elő kötelezően, csak a lehetőségét teremti meg. A belső villamosenergia-piac filozófiájának megfelelően „európai szintű területi jelzésekről...” beszél, de lehetővé teszi a tagállamok részére, hogy „...területükön belül saját jelzéseket adjanak...”.²⁰ Vagyis elismeri, hogy nemcsak a határkeresztezı kereskedelemben lehet fontos ez a kérdéskör.

Vizsgáljuk meg, hogy a belső villamosenergia-piacon a határkeresztezı kereskedelemben jelenleg milyen rövid és hosszú távú gazdasági jelzéseket alkalmaznak. Hatékony rövid távú gazdasági jelzés működik a Nord Pool-ban, illetve azokon a kontinentális európai²¹ piacokon, amelyek a fizikai átviteli jogokat versenyalapú megoldással allokálják. Hosszú távú európai szintű gazdasági jelzéssel egyelőre nem találkozhatunk, mivel Európában egyrészt nincsen egységes nodális átviteli árazás. Másrészt az ETSO által működtetett CBT-rendszer – a szubszidiaritás elve alapján – a tagállamokra bízta, hogy a megtérítendő költségeket milyen módon építik be az átviteli díjakba, ha egyáltalán érvényesíteni akarják. Annak ellenére, hogy az 1228/2003/EK rendelet 4. cikkének (3) bekezdése előírja, hogy „...a hálózati hozzáférési díjak meghatározásakor figyelembe kell venni az átviteli rendszerirányítók közötti ellentételezési mechanizmus ki- és befizetéseit...”, valamint „a ténylegesen teljesített ki- és befizetéseket csakúgy, mint az előző időszakok adatai alapján a jövőbeni időszakokra becsült kifizetéseket”. Így a jelenleg érvényben lévő CBT-mechanizmus „csak” a TSO-k közötti költségkompenzáció funkcióját tölti be. Az ETSO CBT-mechanizmusa csak akkor lenne képes betölteni a hosszú távú gazdasági jelzés küldésének funkcióját is, ha egyrészt a tagállamok érvényesítenék a költségtömeget a *G* és *L* díjakban, másrészt, ha a *közvetett költségallokációnál* bemutatott két tényező okozta probléma eliminálására európai szinten találnánk megoldást.²²

Tekintsük át, hogy az Európai Unió Bizottsága, a tagállamok, a nemzeti szabályozhatóságok és egyéb szakmai szervezetek részvételével működő Firenzei Fórum²³ elmúlt üléseinek előterjesztéseiből, illetve elfogadott záródokumentumaiból kirajzolódik-e valamilyen megoldás az előbbieken említett két tényezıből eredı probléma megoldására.

A Firenzei Fórum 9. és 10. ülésének záródokumentumai részleges elırelépést jelentettek a megoldás irányába (EERF, 2002, 2003). Az ülések egyik eredménye, hogy elis-

²⁰ Vagyis a 15. ląbjegyzetben említett államok továbbra is alkalmazhatják a saját országukban eddig kialakított módszereiket.

²¹ Kontinentális Európa alatt az EU-tagállamok értendık, az Egyesült Királyság, Írország, Dánia, Finnország, (Norvégia) és Svédország kivételével.

²² Bizonyos fajta hosszú távú gazdasági jelzést ma is találunk Európában, mivel a tartósan szűk keresztmetszetet képezı rendszerösszekötı kapacitások versenyen alapuló allokálása befolyásolhatja az új termelı kapacitások telepítési helyét. Érdemesebb erıművet telepíteni a határkeresztezı kapacitás azon oldalára, ahol termelıi kapacitáshiány van, így meg lehet takarítani a fizikai átviteli jog megszerzésének költségét. Ez a jelzéstípus azonban inkább *középtávon hatékony*, mivel rövid távú gazdasági jelzés küldésére alkalmas eszköz hozza létre, amely a rendszerállapot idıbeni változásának költségeit reprezentálja és kevésbé a hosszabb távon állandó – a rendszerállapottól független – fogyasztási és termelıkapacitás-egyensúlyt.

²³ A *Firenzei Fórum* feladata a határkeresztezı kereskedelmet akadályozó problémák feltárása, valamint kezelésükre vonatkozó javaslatok megfogalmazása az Európai Unió részére. Az irányelvek e tekintetben ugyanis meglehetősen „weak law”-nak tekinthetık, mivel nem foglalkoznak olyan kérdésekkel, amelyek a tagállamok által bevezetett piaci modellekkel, illetve a nemzeti piacok hatékony határkeresztezı kereskedelemmel történı összekapcsolódását szabályoznák. E hiányosság miatt a villamosenergia-piac lassan egy évtizedes átstrukturálásának folyamata *még nem teremtette meg a valóban egységes belső piacot*, csak közelebb vitt ahhoz. A belső piac kiteljesítésének egyik legfontosabb eszköze a Firenzei Fórum javaslatai alapján megalkotott 1228/2003/EK rendelet, valamint annak iránymutatása.

merik a 22. lábjegyzetben leírt középhávú gazdasági jelzsfajta európai jelenlétét. Másik eredmény, hogy egyértelműen kimondják: szükség van európai szintű hosszú távú gazdasági jelzésre, amit az átviteli tarifákba kell úgy beépíteni, hogy reprezentálják egy adott ország/régió fogyasztási és termelési egyensúlyát. Eredménynek tekinthető továbbá, hogy a résztvevők szükségesnek tartották a nemzeti G és L díjak abszolút nagyságának harmonizálását és egyben egy egységes európai költség- és eszközértékelési rendszer felállítását. Véleménykülönbség volt tapasztalható azonban a gazdasági jelzés generálásának módszertanában.

A CEER²⁴ véleménye szerint (CEER, 2002a, 2002b) a TSO-k közötti költségallokációs mechanizmus ugyan felhasználható lokális gazdasági jelzések küldésére is, de ennek hatékonysága elmarad a közvetlen költségallokációs módszerektől. Tekintettel azonban arra, hogy a hatályos 1228/2003/EK rendelet TSO-k közötti költségkompenzációs mechanizmust ír elő a hálózati költségek megtérítésére, a CEER azt javasolja, hogy az AP-módszerrel gyűjtött adatok alapján a TSO differenciálja saját országában a G és az L díjakat a költségkompenzációs mechanizmusban őt terhelő – pozitív vagy negatív előjellű – költségek erejéig. Az ETSO arra az álláspontra helyezkedett, hogy a hosszú távú gazdasági jelzéseknek továbbra is a közvetett költségallokációs modellen kell alapulniuk.

A szakmai vitát az Európai Bizottság végül is azzal döntötte el, hogy továbbra is az 1228/2003/EK rendeletben leírtaknak megfelelő közvetett költségallokáció mellett tette le voksát. A Bizottság – figyelembe véve, hogy a G és az L díjak abszolút (pénzben kifejezett) értékei meglehetősen nagy szórást mutatnak az EU területén, valamint a hosszú távú gazdasági jelzések inkább az erőmű-telepítéseket befolyásolják²⁵ – a G díjat tekinti potencióális eszközként a hosszú távú gazdasági jelzések megteremtésére.²⁶ Első lépésben az európai G díjak harmonizációját tekinti feladatnak, hogy ez által csökkenteni lehessen az erőművek közötti piaci verseny torzulását. (EC, 2003b). A Bizottság három alternatívát javasolt a G díj harmonizálására:

- minden tagállamban egységesen nulla legyen az értéke,
- minden tagállamban egységesen egy pozitív érték (például 0,5 EUR) legyen, vagy
- minden tagállam egy zárt intervallumban maga határozhatja meg az értéket (például 0–0,5 EUR).

Az európai szintű hosszú távú lokális gazdasági jelzések egy addicionális G elem segítségével valósulnának meg. A G elem értéke pozitív lenne minden olyan országban/regionális piacon, ahol termelői többlet jelentkezik, és negatív, ahol termelői hiány van.²⁷ A kiegyensúlyozott piacokon az addicionális G értéke nulla lenne.

A Firenzei Fórum 10. ülésén a jelenlevők többsége a G díjak harmonizálásának harmadik változatát támogatta, azt, hogy minden tagállam egy zárt intervallumban szabadon határozhatja meg az értéket.²⁸ Az intervallum nagyságáról azonban nem döntöttek. Az addicionális G díj, azaz a tényleges hosszú távú lokális gazdasági jelzés bevezetésének időpontját sem határozták meg közelebbről. Praktikusan az mondható el, hogy a tagállamok egy későbbi időpontra tolták ki a döntést mind a G díjra vonatkozó harmonizációról, mind a hosszú távú lokális gazdasági jelzés alkalmazásáról. Azaz nem volt elmozdulás a megfelelő eszközzel generált hosszú távú lokális gazdasági jelzésrendszer használatát illetően!

²⁴ Európai Szabályozó Hatóságok Tanácsa – Council of European Energy Regulators (CEER).

²⁵ A fogyasztásnak alacsonyabb az árrugalmassága az átviteli díjakat illetően.

²⁶ Az L díjak harmonizációját – egyelőre – pótlólagos lehetőségnek tekinti.

²⁷ A G konkrét értékére nem tett javaslatot a Bizottság.

²⁸ Németország és Spanyolország az első változat bevezetése mellett érvelt, tekintettel arra, hogy jelenleg a G díj mértéke mindkét országban nulla.

Mindezzel összefüggésben Jones [2004] két véleményének ad hangot. Egyrészt a közeljövőben várható, hogy az Európai Bizottság (kötelező érvényű) iránymutatást fog kiadni a *G* díjak harmonizációjáról, másrészt iránymutatás egyelőre nem várható az addicionális *G* (tehát a hosszú távú gazdasági jelzés generálására képes) díj tekintetében.

Jones véleményének első igazi tesztjét a Firenzei Fórum – 2004. szeptember 16–17. között tartott – 11. ülése adta (EERF, 2004). Az ülésen bemutatásra került a *G* díjak harmonizációját szabályozó iránymutatás normaszövegének tervezete, amely az intervalumváltozatot tartalmazta. Ez pozitívum. A *hosszú távú lokális gazdasági jelzés használata azonban továbbra is várat magára*, mivel a Fórum résztvevői elegendőnek találták a középtávon is ható rövid távú eszközzel létrehozható gazdasági jelzések eszközeinek alkalmazását.

Összegzés helyett

Írásomban arra törekedtem, hogy közérthető módon mutassam be a villamos energia termelői és szállítóhálózati infrastruktúrájának beruházásaira ható lokális gazdasági jelzések interdiszciplináris témakörét. Elemeztem a jelzések működési mechanizmusait, valamint a jelenlegi európai szabályozási környezetet abból a szempontból, hogy milyen mértékben teszik lehetővé és egyben kötelezővé ezek alkalmazását. Megállapítható, hogy míg Európában a rövid távú lokális gazdasági jelzések alkalmazása kielégítőnek mondható, addig a hosszú távúak használata terén továbblépésre van szükség. Ez akkor is indokolt, ha a középtávon ható lokális gazdasági jelzések átmenetileg hozzájárulhatnak a villamosenergia-rendszer biztonságos és megbízható működéséhez. Ezt az álláspontot azzal együtt kénytelen vagyok fenntartani, hogy tudom, a biztonságos és megbízható működtetést a gazdasági jelzések körén kívül eső eszközökkel is befolyásolni lehet.

Hivatkozások

- CEER [2002a]: Inter-TSO Compensation Mechanism: a model for longer term. Position paper. www.europa.eu.int/comm/energy/electricity/index_en.htm
- CEER [2002b]: Inter-TSO compensation mechanisms, locational signals. Technical background paper. www.europa.eu.int/comm/energy/electricity/index_en.htm
- Chao, H. – Peck, S. [1996.]: A market mechanism for electric power transmission. *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 10.
- EC [2003a]: Medium term vision for the internal electricity market. Strategy Paper. European Commission. Brussels. www.europa.eu.int/comm/energy/electricity/index_en.htm
- EC [2003b]: Harmonisation of Network Access Charges. Discussion Documents. www.europa.eu.int/comm/energy/electricity/index_en.htm
- EERF [2002]: Conclusions of the Ninth Meeting of the European Electricity Regulatory Forum. Rome, 17–18. October, www.europa.eu.int/comm/energy/electricity/index_en.htm
- EERF [2003]: Conclusion of the Tenth Meeting of the European Electricity Regulatory Forum. Rome, 8–9. July, www.europa.eu.int/comm/energy/electricity/index_en.htm
- EERF [2004]: Conclusion of the Eleventh Meeting of the European Electricity Regulatory Forum. Rome, 16–17. September, www.europa.eu.int/comm/energy/electricity/index_en.htm
- EP [2003]: Regulation (EEC) No 1228/2003 of the European Parliament and of the Council on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity. *Official Journal*, L 176, 15 July.
- ETSO [2001]: Co-ordinated Auctioning. A market-based method for transmission capacity allocation in meshed networks. Final Report, April, www.ets-net.org
- ETSO [2003]: Proposal for 2003 CBT Mechanism. October. www.ets-net.org
- Glachant, J. – Pignon, V. [2002]: Nordic electricity congestion's arrangement as a model for Europe: Physical constraints or operators opportunism. MIT-CEEPR Working Paper. No. 6.
- Happ, H. H. [1994]: Cost of wheeling methodologies. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9., February.
- Hogan, W. [1993]: Electric Transmission: a new model for old principles. *The electric journal*, March.

- Hunt, S.* [2002]: Making competition work in electricity. Wiley.
- Johnsen, T. A. et al.* [1999]: Zonal pricing and demand-side bidding in the Norwegian electricity market. June.
- Jones, C. W.* [2004]: EU Energy Law. The Internal Energy Market. Claeys&Casteels, Belgium.
- Johnsen, T. A. et al.* [1999]: Zonal pricing and demand-side bidding in the Norwegian electricity market. June. Discussion Paper, Cambridge, MA, Kennedy School of Government, Harvard University, September.
- Kovacs, R. R. – Leverett, A. L.* [1994]: A load flow based method for calculating embedded, incremental and marginal cost of transmission capacity. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9., February.
- NORDEL [2000]: Congestion management in the electric power system. Special print of the feature article in Nordel's 2000 annual report. www.nordel.org
- Pera, B. L. P. P.* [1994]: Optimal pricing of transmission services. Imperial College of Sciences, Technology and Medicine, University of London. September.
- Pérez-Arriaga, I. J et al.* [2002]: Report on Cost components of cross border exchanges of electricity. Universidad Pontifica, Comillas, Madrid.
- Pérez-Arriaga, I. J et al.* [2003]: Extension of the protect on Cost components of cross border exchanges of electricity. Universidad Pontifica, Comillas, Madrid.
- Rudnick, H. et al.* [1995]: Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10. No 2., May.
- Schweppe, F. M et al.* [1988]: Spot pricing of electricity. Kluwer Academic Publishers, New York.
- Tabors, R. D.* [1994]: Transmission system management and pricing: new paradigms and international comparisons. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9., February.
- UCTE [2003]: Közbenő Jelentése az Olaszországban 2003. szeptember 28-án bekövetkezett áramszünettel kapcsolatban. 2003. október 27. www.mavir.hu
- Yu, C. W. – David, A. K.* [1994]: Capacity-use and reliability based criteria for transmission line embedded cost allocation. Proceedings of the 10th CEPSI Conference, Vol. 1.
- Yu, C. W. – David, A. K.* [1997]: Pricing Transmission Services in the Context of Industry Deregulation. IEEE Transaction on Power Systems. Vol. 12, No. 1.