

GORDOS PÉTER

**VILLAMOS ENERGIA HATÁRKERESZTEZŐ KERESKEDELME
AZ EURÓPAI UNIÓ BELSŐ VILLAMOSENERGIA-PIACÁN.
FŐBB AKADÁLYOK, TOVÁBBLÉPÉSI LEHETŐSÉGEK.**

VILÁGGAZDASÁGI TANSZÉK

TÉMAVEZETŐ:

DR. KADERJÁK PÉTER

BUDAPESTI CORVINUS EGYETEM, MIKROÖKONÓMIAI TANSZÉK

© GORDOS PÉTER, BUDAPESTI CORVINUS EGYETEM

A disszertáció csak a szerző, illetve az Egyetem írásbeli engedélyével másolható, publikálható elektronikus, vagy hagyományos formában. A benne szereplő információk, adatok felhasználásához is szükség van a szerző, illetve az Egyetem jóváhagyására.

BUDAPESTI CORVINUS EGYETEM

NEMZETKÖZI KAPCSOLATOK MULTIDISZCIPLINÁRIS DOKTORI ISKOLA

**VILLAMOS ENERGIA HATÁRKERESZTEZŐ KERESKEDELME
AZ EURÓPAI UNIÓ BELSŐ VILLAMOSENERGIA-PIACÁN.
FŐBB AKADÁLYOK, TOVÁBBLÉPÉSI LEHETŐSÉGEK.**

PH.D. ÉRTEKEZÉS

GORDOS PÉTER

BUDAPEST, 2004.

TARTALOMJEGYZÉK

1. Problémafelvetés, célmeghatározás	7
2. Kutatási módszertan	15
3. A liberalizált villamosenergia-piac általános működési feltételei.....	25
3.1. A fizikai infrastruktúra hatása a villamos energia árucere-folyamataira.....	25
3.2. A legfontosabb regulációs- és deregulációs problémákról röviden	33
3.3. Piaci szerkezet	34
4. A belső villamosenergia-piac integráltságának tesztje.....	42
4.1. Az Európai Bizottság által alkalmazott jelzőszámok.....	42
4.2. Statisztikai alapú megközelítések	45
4.3. A regionálisan integrált belső villamosenergia-piac modellje.....	49
5. A piaci modell elégtelensége	58
5.1. Az átviteli árazás, az átviteli és a nagykereskedelmi piac kapcsolata.....	58
5.2. Rendszerösszekötő kapacitásokon jelentkező szűk keresztmetszetek kezelése.....	67
5.2.1. Fizikai átviteli jogok [physical transmission right (PTR)] szétosztása és árazása rendelkezésre álló átviteli kapacitás alapján.....	68
5.2.2. Nem fizikai átviteli jogon alapuló szűk keresztmetszet kezelés	76
5.2.3. A szűkös átviteli keresztmetszet kezelését szabályozó rendeleti előírások	85
5.2.4. A fizikai átviteli jog hatékony beárazódásának tesztje.....	95
5.2.5. Koordinált aukciós eljárás.....	96
5.3. Az európai átviteli piaci modell tranzitköltségének problematikája.....	101
5.3.1. A CBT megállapodás technikai és pénzügyi sajátosságai.....	106
5.3.2. A megtérítendő hálózati költségek meghatározásának további lehetséges módszerei	113
5.4. Rövid- és hosszú távú gazdasági jelzések alkalmazása az átviteli hálózatokon	121
5.4.1. Rövid távú lokális gazdasági jelzések	124
5.4.2. Hosszú távú lokális gazdasági jelzések	128
5.4.3. A gazdasági jelzéseket szabályozó rendeleti előírások	131
6. Összegzés.....	137
6.1. Következtetések és ajánlások az értekezés főbb megállapításai alapján	137
6.2. Az európai villamosenergia-piac valószínűsíthető továbbfejlődési iránya.....	149
Függelék.....	151
1. Függelék A belső energia-piac szabályozásának főbb összefüggései	151
2. Függelék A 96/92/EK, valamint a 2003/54/EK irányelv által szabályozott fontosabb területek rövid összefoglalása.....	152
3. Függelék Villamosenergia-piacnyitás Magyarországon	158
4. Függelék Az Európai Parlament és a Tanács 1228/2003/EK rendelete	165
5. Függelék Az UCTE 1. és 2. szinkronzónáján belül és a két szinkronzóna között, továbbá az UCTE 1., a NORDEL és az UKTSOA szinkronzónák közötti rendszerösszekötő kapacitásokon fellépő szűk keresztmetszetek gyakorisága.....	179
6. Függelék Nemzetközi kitekintés, PJM.....	180
Szakkifejezések jegyzéke.....	188
Fontosabb rövidítések jegyzéke	190
Hivatkozások jegyzéke	191

ÁBRAJEGYZÉK

1. Ábra	Chao–Peck sematikus ábrázolású hurkolt hálózati modellje	17
2. Ábra	Joskow–Tirole sematikus ábrázolású észak–dél típusú hálózati modellje.....	18
3. Ábra	Villamosenergia-rendszer felépítésének sematikus vázlata feladatismérv alapján	25
4. Ábra	Szabályozási zóna tipikus hálózati struktúrája.....	26
5. Ábra	Együttműködő villamosenergia-rendszerek Európában	27
6. Ábra	Nyugat- és Közép-Európa rendszeregyesülései.....	27
7. Ábra	Nagykereskedelmi versenypiac sematikus ábrája.....	36
8. Ábra	Kiskereskedelmi versenypiac sematikus ábrája.....	36
9. Ábra	OTC piac sematikus ábrája.....	39

10. Ábra	Kötelező Pool sematikus ábrája.....	40
11. Ábra	Regionálisan integrált belső villamosenergia-piac Bizottsági elképzelése	52
12. Ábra	A termelők és a fogyasztók által fizetendő átviteli díjak teljes felosztása	61
13. Ábra	Átviteli kapacitásfajták összefüggései	70
14. Ábra	Fizikai áramlások alakulása Svájc-Németország viszonylatában	72
15. Ábra	Market splitting során kialakuló egyensúlyi árak	78
16. Ábra	Újra-teherelosztás	84
17. Ábra	Határon keresztül koordinált újra-teherelosztás.....	84
18. Ábra	Fizikai átviteli jog ajánlatok integrálása market splitting eljárásba	91
19. Ábra	Horizontális hálózat.....	108
20. Ábra	ETSO tranzit definíciója	109
21. Ábra	AP-módszerben használt arányosítás.....	114
22. Ábra	AP-módszer hiányossága.....	116
23. Ábra	Horizontális hálózatban alkalmazható lokális gazdasági jelzésfajták.....	124
24. Ábra	Az EU villamosenergia-piacának valószínűsíthető fejlődési iránya a gazdasági jelzések tükrében	150

TÁBLÁZATJEGYZÉK

1. Táblázat	Tehereloszlási faktorok Chao–Peck sematikus ábrázolású hurkolt hálózati modellben	18
2. Táblázat	Fontosabb kritikus határkeresztező kapacitások Európában	56
3. Táblázat	Átviteli árazási rendszerek előnyeinek és hátrányainak összehasonlítása.....	66

MODELLPÉLDA-JEGYZÉK

1. Modellpélda	Szűk keresztmetszetet képező átviteli kapacitás egyensúlyi árának elméleti meghatározódási folyamata.....	45
2. Modellpélda	Loop flow hatásának vizsgálata az ATC-re.....	71
3. Modellpélda	First come – first serve eljárás.....	73
4. Modellpélda	Pro rata eljárás.....	74
5. Modellpélda	Explicit aukciós eljárás.....	76
6. Modellpélda	Három zónás implicit aukciós eljárás loop flow-k figyelembevételével.....	79
7. Modellpélda	Fizikai átviteli jogok integrálása market splitting eljárásba	91
8. Modellpélda	A szűk keresztmetszet kezelés ára.....	92
9. Modellpélda	Koordinált aukciós eljárás.....	99

Köszönetemet szeretném kifejezni témavezetőmnek, dr. Kaderják Péternek, aki értékes hozzászólásaival segítette megtalálni a megfelelő hangsúlyokat az értekezésben. Hálás vagyok közvetlen felettesemnek, Hatvani Györgynek és kollégámnak, Rózsa Lászlónak, akiktől éveken keresztül sokat tanultam és bármilyen problémával is fordultam hozzájuk, mindig meghallgattak és segítettek. Külön köszönetemet szeretném kifejezni családomnak és barátaimnak, akik mindvégig támogattak célom elérésében.

1. PROBLÉMAFELVETÉS, CÉLMEGHATÁROZÁS

A kötött hálózatu szolgáltatási rendszerek (vasúti közlekedés, villamos energia- és gázellátás, távközlés, stb.) fontos gazdasági jelentőséggel bírnak az európai gazdasági és közéletben. A politika kezében mindig is meghatározó eszközök voltak a fenntartható gazdasági növekedés, a verseny intenzitásának fokozása, valamint a társadalmi kohézió növelése céljából. A nyolcvanas és kilencvenes évek európai gazdaságpolitikája a fentiek elérése érdekében erőteljes lépéseket tett, amelyek a versenyt torzító, korlátozó akadályok felszámolását irányozták elő. Mindezek hatására a kötött hálózatu szolgáltatási rendszerek – melyek történelmileg a verseny elől elzárt, állami monopólium által meghatározott piaci keretek között működtek – jelentős változáson mentek, illetve mennek keresztül. Míg korábban a legtöbb európai fogyasztónak nem állt módjában a szabad szolgáltató-választás, addig napjainkban ez a szabadság mind teljesebbé válik.

A modern társadalmakban az energiaellátás kiemelt gazdasági és politikai jelentősége miatt stratégiai kérdés. Megszervezése össztársadalmi feladatot jelent, így az állam igyekszik ellenőrzést gyakorolni a vezetékes energiaszállító-hálózatok racionális kiépítésében, az ellátás megszervezésében, valamint az energiagazdálkodás és a környezetvédelem viszonyának alakulásában.

Az energiaellátás az Európai Unió (a továbbiakban: EU) tagállamaiban is stratégiai jelentőségű terület. Ebből kifolyólag a tagállamok nem adtak e téren önálló hatáskört az Európai Közösségeknek (a továbbiakban: EK), még a Maastrichti és az Amszterdami Szerződés hatáskör-bővítéseket eredményező módosításai során sem. Így e terület vonatkozásában közösségi (szupranacionális) szektorális politikáról nem beszélhetünk. A nemzeti és a közösségi energiapolitika ugyanakkor soha nem vált el élesen egymástól. A közösségi energiapolitika kezdetben elsősorban stratégiák kidolgozására, később már közösségi akciókra, míg végül különböző szintű jogi szabályozásra koncentrált.

Utóbbira jogi alapot a belső piacra, a versenyre, valamint a szociális és gazdasági kohézióra vonatkozó közösségi hatáskörök adtak, adnak.¹ A szabályozás fellendülése, fejlődése olyan tényekre vezethető vissza, amelyek a politikai, gazdasági, társadalmi és műszaki feltételek változásában keresendők. Alapvetően új helyzetet jelentett az angolszász világból kiinduló neoliberális gazdaságpolitika, az 1985-ben útjára indított belső piaci program, a világméretű verseny kényszerítő hatása, valamint annak felismerése, hogy az infrastruktúra fenntartására és fejlesztésére a közpénzek már nem elegendők, hanem abba a magánszféra eszközeit is be kell vonni. Mindezek önmagukban azonban kevésnek bizonyultak volna, ha a keresleti oldalon a mind tudatosabbá váló európai fogyasztó – aki az európai nagypolitika által az integrációnak új dimenziót kölcsönözni szándékozó „európai polgár jóléte” fogalmának jegyében – nem igényelte volna a választás lehetőségét, valamint nem fogadta volna el a minőség és az árak szóródását. S végül szükség volt olyan új technológiák megjelenésére, amelyek lehetővé tették, hogy a monopolizált piacon a (vertikálisan) integrált villamosenergia-ipari vállalkozások² helyett és mellett megjelenő társaságok megfelelő minőségben és mennyiségben ki tudják elégíteni a velük szemben jelentkező fogyasztói igényeket. Mindezek mellett (vagy ellenére) az EK-szabályozási modell alapjának a „korlátozott verseny” elvét tekinthetjük, amely szerint a tagállamok létrehozhatnak (megtarthatnak) monopóliumokat, ha azok fenntartását valamilyen legitim cél alátámasztja, és eközben a versenyt csak a cél eléréséhez szükséges mértékben korlátozzák. Ez a modell érvényes mind a villamos energia, mind a földgáz belső piacának kialakítását célzó *acquis* által megvalósított szabályozási rendszerre is.

Kevéssé ismert, hogy az Európai Unió belső energiapiacának megteremtési szándéka már csaknem két évtizedes gondolat. [EC, 1986.] Mégis, az ezt megalapozó

¹ *Belső piacra vonatkozó hatáskörök:* a Római Szerződés a közös piac megteremtését írja elő minden olyan áru és szolgáltatás esetében, amely nem tartozik az ESZAK (hatályon kívül helyezve), illetve az Euratom hatálya alá. A szerződés II. részének 2. fejezete rendelkezik a tagállamok közötti nem tarifális akadályok megszüntetéséről. A 37. cikk az energetikai piac szempontjából nagy jelentőségű kereskedelmi jellegű állami monopóliumokat szabályozza.

Versenyre vonatkozó hatáskörök: a Római Szerződés – energetikai szektor szempontjából – lényeges előírása, hogy általános gazdasági jelentőségű szolgáltatásokat nyújtó vállalatok vonatkozásában is alkalmazni kell a versenyszabályokat.

Szociális és gazdasági kohézióra vonatkozó hatáskörök: a Maastrichti Szerződés értelmében a belső határok nélküli piac, valamint a gazdasági és társadalmi kohézió elősegítése érdekében a Közösség közreműködik a transz-európai hálózatok létrehozásában és fejlesztésében a közlekedés, a telekommunikáció és az energia infrastruktúrájának ágazataiban.

² Lásd *Szakkifejezések jegyzéke*.

jogszabályok csak a kilencvenes évek második felében láthattak napvilágot a fent említett okok miatt. A villamos energia és földgáz belső piacait szabályozó acquis legfontosabb elemei az Európai Parlament és a Tanács 1996. december 19-i 96/92/EK irányelve a villamos energia belső piacára vonatkozó közös szabályokról³ (a továbbiakban: 96/92/EK irányelv) [EP, EC, 1997.], valamint az Európai Parlament és a Tanács 1998. június 22-i 98/30/EK irányelve a földgáz belső piacára vonatkozó közös szabályokról (a továbbiakban: 98/30/EK irányelv). [EP, EC, 1998.] Az előbbi 1999 februárjáig, míg az utóbbit 2000 augusztusáig kellett az egyes tagállamoknak nemzeti jogrendszerükbe áttemelni, azt követően pedig megfelelően alkalmazni. Ezen irányelvek célja a villamosenergia- és gázpiac megnyitása a verseny lépcsőzetes bevezetésével, megnövelve ezáltal az energiaszektor hatékonyságát és az európai gazdaság egészének versenyképességét.

Az energiapiacok teljes megnyitása kulcskérdés Európa versenyképességének fokozásában és polgárai jólétének emelésében. A villamos energia az energia legfontosabb másodlagos forrása az Európai Unióban és a villamosenergia-ipar egyben a gazdaság egyik legnagyobb szektora. Az éves termelés 2500 TWh körül mozog, amely kb. 150 Mrd. EUR forgalmat generál. A földgáz fontossága növekszik az Európai Unió primerenergia felhasználásában, így a villamosenergia-termelési szektorban is. A gáz éves végeladási értékei az Európai Unióban a becsült adatok szerint 100 Mrd. EUR körül vannak (adóterhekkel együtt).

Az energiaköltségek fontos részét képezik az európai termelési költségeknek. Ezért a globális versenyben létfontosságú Európa számára a hatékony versenyen alapuló energiaárak biztosítása. A kilencvenes évek elején az európai gazdaság szereplői – adókkal együtt – átlagosan 40%-kal többet fizettek 1MWh villamos energiáért, mint amerikai versenytársaik. [EC, 2000.] Az utóbbi időben tapasztalható volatilis olajárak, kombinálva a gáz-árképzés hagyományos olajhoz való kapcsolásának európai gyakorlatával, különösen nyilvánvalóvá tette a gáz-gáz verseny potenciális előnyeit, ami a belső energiapiac megteremtésének kulcseleme.

³ A 96/92/EK irányelv által szabályozott fontosabb területek összefoglalása megtalálható a 2. Függelékben.

Az értekezés szempontjából releváns villamosenergia-piac megnyitásának hatásai mind a mai napig ambivalensnek mondhatók. A szabályozásban rejlő problémák közül többet is fel lehetne sorolni, azonban úgy vélem, hogy a kutatók közül Hancher jár a legközelebb a valósághoz, aki behatóan foglalkozott a villamos energia irányelv tartalmával, megformálódásának és megszületésének politikai kontextusával, az iparágra gyakorolt hatásával. [HANCHER, 1997., 1998., 2000.] Hancher az irányelvet a szó átvitt értelmében „vázlatnak” nevezte. Nem véletlenül jutott erre a következtetésre, hiszen egyfelől az irányelvben használt terminológiák, lefektetett célok és megvalósítandó feladatok nem lettek kellő szabadsággal megfogalmazva, másfelől a tagállamoknak jelentős diszkrecionális jogot biztosított arra vonatkozóan, hogy milyen módon nyitják meg piacaikat a verseny számára. Hancher véleménye szerint az irányelv tökéletesre sikerült abból a szempontból, hogy az energiaszektorra illetően elkötelezett szabadverseny-ellenes államok mindent el tudjanak követni a verseny bevezetése ellen. Hancher megoldásként azt javasolja, hogy az irányelvből „kimaradt területeket” utalják az EU versenyjogi szabályozási kompetenciájába. **Véleményem szerint ez nem járható út, hiszen itt elsősorban nem versenyjogi kérdésekről, hanem a piaci modell elégtelenségéről van szó!**

Milyen – Közösségen belüli – hatalommegosztási okok játszottak közre abban, hogy az irányelv „vázlatosra” sikeredett? Mint az fentebb kifejtésre került, a tagállamok nem adtak az energiaellátás terén önálló hatáskört a Közösségeknek, így nem beszélhetünk szupranacionális politikáról. Az Európai Bizottság (a továbbiakban: Bizottság) ugyanakkor egy ízben kísérletet tett arra, hogy verseny-ellenőrzési szerepköréhez⁴ kapcsolódóan eredeti jogalkotási hatáskörében eljárva bizottsági rendeletben szabályozza a belső villamosenergia-piacot, a piacnyitást. A rendeletre vonatkozó javaslatát azonban – a tagállamok elutasító magatartása miatt – visszavonta. Így a jogi környezet kialakításának eszközévé egy az Európai Parlament és a Tanács által kiadott jogszabály vált. A jogszabály formája az irányelv lett, tekintettel a szabályozandó terület korábban már említett – nemzetállami szempontból – fontos gazdaságstratégiai szerepére, kihasználva a szubszidiaritás elvének fordított alkalmazási lehetőségét.⁵ **Az**

⁴ A Bizottság jogalkotási hatáskörének általános bemutatása megtalálható [KENDE, 1995.].

⁵ Vagyis, ha közösségi szinten nem sikerül a szabályozás tartalmáról megegyezni, célszerű olyan jogszabályforma elfogadása, amely lehetővé teszi, hogy a tagállamok az abban foglaltakat kellő rugalmassággal tudják interpretálni.

irányelv ezek után csakis „weak law” lehetett, mivel nem foglalkozik olyan kérdésekkel, amelyek a tagállamok által bevezetett piaci modelleket, illetve a nemzeti piacok hatékony határkeresztező kereskedelemmel⁶ történő összekapcsolódását szabályozná. A Bizottság már 1999-ben – közvetlenül az irányelv tagállamok általi jogharmonizációja után – kitért erre a kérdéskörre, hangsúlyozva, hogy egy valóban egységes (belső) villamosenergia-piac megteremtése a cél, amelyhez a határkeresztező kereskedelmet fejleszteni szükséges! Vagyis el kell kerülni azt az állapotot, hogy egymás mellett 15 (2004. május 1. óta 25) többé-kevésbé liberalizált nemzeti villamosenergia-piac működjön. [EC, 1999.] **Mindezek fényében elmondható, hogy a villamosenergia-piac lassan egy évtizedes átstrukturálásának folyamata még nem teremtette meg a belső piacot, csak közelebb vitt ahhoz.** [EC, 2001.a]

Az Európai Bizottság a belső energiapiac helyzetéről kiadott második közleményében [EC, 2001.b] a belső energiapiac kiteljesítése és annak összes előnye kihasználása érdekében további intézkedéseket és elérendő célokat határozott meg. Az intézkedések – többek között – a piacnyitás mértékére ("mennyiségi javaslatok"), valamint a meglévő szabályozás hatékonyságának növelésére ("minőségi javaslatok") vonatkoztak. A közleményben megfogalmazottak egybeestek az Európai Tanács 2000. március 23–24-én Lisszabonban megfogalmazott követelményével [EU PRESIDENCY, 2000.], amely szerint *„gyors munkát kell végezni a villamos energia és gáz belső piacának kiteljesítése érdekében”*. A közlemény megfelel továbbá az Európai Parlament Bizottsághoz intézett azon kívánságának, amely szerint részletes ütemtervet kell elfogadni a meghatározott célok elérésére az energiapiacok fokozatos, de teljes liberalizálása érdekében, mivel csak így lehet a négy szabadság elvének leghatékonyabb kiteljesedését biztosítani a belső energiapiacon. [EP, 2000.]

Mindezek figyelembevételével az Európai Parlament és a Tanács 2003. június 16-án elfogadta a villamos energia belső piacára vonatkozó közös szabályokról és a 96/92/EK irányelv hatályon kívül helyezéséről szóló 2003/54/EK irányelvet⁷ (a továbbiakban:

⁶ Értsd külkereskedelem.

⁷ A 2003/54/EK irányelv által szabályozott fontosabb területek összefoglalása megtalálható a 2. Függelékben.

2003/54/EK irányelv)⁸. [EP, EC, 2003.a] Az új irányelvet a tagállamoknak 2004. július 1-jétől kell alkalmazniuk.⁹ Az új irányelvvel párhuzamosan elfogadásra került 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) is, amelynek alkalmazása szintén 2004. július 1-jétől válik kötelezővé.¹⁰ [EP, EC, 2003.c] **A 1228/2003/EK rendelet – röviden – az unión belüli határkeresztező villamosenergia-kereskedelem kérdéskörével foglalkozik az átviteli hálózatok és rendszerösszekötő elemek szempontjából.** Vagyis a tagállamok által bevezetendő piaci modell egyes területeit, illetve a nemzeti piacok határkeresztező kereskedelemmel történő összekapcsolódását tárgyalja.

A rendelet kapcsán ismét előtérbe került a Közösségen belüli hatalommegosztás és szubszidiaritás kérdésköre. Kumar véleménye szerint – aki Hancher-rel ellentétben pozitívan értékeli a piacnyitás eddigi eredményeit – nem indokolja semmi, hogy az új jogi norma olyan formát vegyen fel, amely a tagállamok területén közvetlenül hatályos. [KUMAR, 2001.] Szerinte ezzel csorbul a szabályozási környezet deregulált volta, amelyet a szerző az eddigi normarendszer előnyének tart.¹¹ **Véleményem szerint azonban éppen ez a deregulált megközelítés az oka annak, hogy a tagállami piaci modellek elégséges mértékben eltérhessenek egymástól ahhoz, hogy jelenleg ne beszélhessünk egy valóban egységes villamosenergia-piacról.** Ezt a Bizottság – többek között – egy az integráltság méréséül szolgáló viszonyszámmal támasztja alá. A viszonyszám a tagállamok közötti határkeresztező villamosenergia-kereskedelem összvolumenének és a Közösség teljes villamosenergia-termelésének a hányadosa. Az európai energiaellátás biztonságával foglalkozó Green Paper [EC, 2000.] 8%-os értéket ad meg a viszonyszámra, amely kereskedelmi szint jóval alacsonyabb, mint más olyan szektorokban (távközlés, pénzügyi szolgáltatások, ipari termékek, stb.), amelyek lényegesen többet profitálnak a belső piacból.

Kumar érvelésében implicit módon benne foglaltatik az a feltevés, hogy a határkeresztező kereskedelemmel kapcsolatos problémákat a piac önmaga képes

⁸ Szintén ebben az évben került elfogadásra az Európai Parlament és a Tanács 2003/55/EK irányelve a földgáz belső piacára vonatkozó közös szabályokról és a 98/30/EK irányelv hatályon kívül helyezéséről (a továbbiakban: 2003/55/EK irányelv). [EP, EC, 2003.b]

⁹ A magyarországi piacnyitás rövid összefoglalóját a 3. Függelék tartalmazza.

¹⁰ A 1228/2003/EK rendelet hivatalos magyar nyelvű fordítása megtalálható a 4. Függelékben.

¹¹ Nem véletlen, hogy épp egy német szerző fogalmazza ezt meg, hiszen Franciaország nyíltan, Németország pedig burkoltan eddig is elkövetett mindent, hogy nemzeti piacain akadályozza a külső (új) piaci szereplők piacra lépését.

megoldani. Hogan ezzel szemben azon véleményének ad hangot, hogy a piaci modell problémáját a piac spontán módon nem képes önmaga megoldani, vagyis nem fog kialakulni egy, a határkeresztező kereskedelmet is hatékonyan lebonyolítani képes struktúra. [HOGAN, 2000.] Hogan nem azt állítja, hogy az egyetlen járható út az, amelyet az USA Szövetségi Szabályozóhatósági Tanácsa [Federal Energy Regulatory Commission (FERC)] javasolt {Standard Market Design (SMD)¹² [FERC, 2002.]}, hiszen szerinte egyéb, – a szabályozási zónák¹³ közötti kereskedelem szempontjából érdekes – (pl. szűk keresztmetszet¹⁴ kezelési) megoldások is életképesek lehetnek.¹⁵

Kumar piacszerveződési logikájával kapcsolatban egyvalamit el kell ismerni: sokkal hatékonyabb és a piaci szereplők részéről nagyobb elfogadottságot jelent egy modell, ha az önkéntes alapon jön létre, és nem felülről irányított. Ha ez nem járható, akkor elkerülhetetlen, hogy részben egy, a piaci szereplők feletti szint alakítsa ki azt, természetesen törekedve a legszélesebb elfogadottság elérésére. Ezt a feladatot az Európai Unió Bizottsága az 1998-ban életre hívott „Firenzei Fórumra” bízta. **A Firenzei Fórum feladata: azonosítani és megoldást találni azokra a problémákra, amelyeket sem a régi, sem az új irányelv nem kezel, vagyis elérni azt, hogy egy valóban egységes európai villamosenergia-piac (modell) jöhessen létre. Ennek a munkának az eredményeként született meg a 1228/2003/EK rendelet és az annak végrehajtására részben már elfogadott, illetve még elfogadásra váró iránymutatások (guideline-ok).**¹⁶

Az új irányelv és rendelet megalkotása mellett a Bizottság további területeket is kijelölt, amelyek figyelemmel kísérése, esetleges közösségi szabályozása segítheti a belső villamosenergia-piac kiteljesedését. [EC, 1999.] Ezek – a teljesség igénye nélkül – az alábbiak:

- határkeresztező kapacitások¹⁷ fejlesztése;
- megfelelő piaci struktúra kialakítása;
- a szabad szolgáltató-választás aktív támogatása;

¹² Lásd 6. Függelék.

¹³ Lásd Szakkifejezések jegyzéke.

¹⁴ Lásd Szakkifejezések jegyzéke. A szűk keresztmetszet és szűk keresztmetszet kezelési technika fogalmakat a későbbiekben részletesen tárgyalom.

¹⁵ Ennek a kérdéskörnek az Egyesült Államokban egyre szerteágazóbb irodalma található meg. A zonális szűk keresztmetszet kezelés kritikáját például megtalálhatjuk [CRAMTON, WILSON, 1998.].

¹⁶ A Firenzei Fórum állandó résztvevői: EU-tagállamok, Európai Bizottság, nemzeti szabályozóhatóságok, CEER, Európai Villamosenergia-kereskedők Szövetsége, ETSO, UCTE, Európai Szervezett Villamosenergia-piacok Szövetsége (EuroPEX), stb. (A rövidítések magyarázatát lásd Fontosabb rövidítések jegyzéke.)

¹⁷ Lásd Szakkifejezések jegyzéke.

- a megújuló energiák támogatási- és a CO₂ emisszió csökkentési mechanizmusainak megfeleltetése a belső piac szabályainak;
- termelőkapacitás beruházás-ösztönzési rendszer kialakítása az ellátásbiztonság fokozása érdekében;
- egyéb kereskedelemtorzító hatások csökkentése (pl.: adópolitika); valamint
- harmadik országokkal történő villamosenergia-kereskedelem kereteinek kialakítása.

A fenti felsorolás elemei, valamint a belső gázpiac közötti kapcsolat egyértelműnek tekinthető. Ezt az összefüggést az *1. Függelék* ábrája a tágabb értelemben vett energiapolitikával, a fenntartható fejlődés elvével, a környezetvédelemmel, valamint az egyetemes szolgáltatás elvének igényével egészíti ki.

* * *

Az 1. Függelék ábráján jelzett összefüggések közül az értekezés annak egyik szeletével, **a villamos energia határkeresztező kereskedelmének kérdésével kíván foglalkozni. Céljának tekinti, hogy bemutassa a villamos energia határkeresztező kereskedelmének jelenlegi fejlettségi állapotát, a meglévő főbb versenytorzító akadályokat. Céljának tekinti továbbá annak vizsgálatát, hogy a villamos energia határkeresztező kereskedelmére vonatkozó európai szabályozási környezet (1228/2003/EK rendelet, iránymutatások, iparági szakmai szervezetek ajánlásai, stb.) alapelvei elégségesek-e ahhoz, hogy – a Bizottság szándéka szerint – egy valóban működőképes és hatékony belső villamosenergia-piac jöhessen létre. Az értekezés – figyelembe véve az európai országok villamosenergia-piacainak jelenlegi fejlettségi állapotát, az azokat összekapcsoló határkeresztező (rendszerösszekötő) kapacitások elégtelen voltát, valamint a politikai akarat hiányát – arra a végkövetkeztetésre jut, hogy a megfogalmazott alapelvek szükségesek, de nem elégségesek! A disszertáció – a szabályozási környezet elégtelen elemeinek beazonosítása mellett – továbblépési lehetőségek megfogalmazására is kísérletet tesz.**

Jóllehet az értekezés a bemutatni kívánt folyamatokat közgazdasági oldalról kívánja megközelíteni, mindeközben nem mondhat le arról, hogy az érthetőség mértékéig ismertesse a gazdasági folyamatok alapjául szolgáló infrastruktúra műszaki tartalmát és működésének legalapvetőbb fizikai törvényszerűségeit.

2. KUTATÁSI MÓDSZERTAN

Az EU belső villamosenergia-piac megteremtésének programja – némi késéssel ugyan, de – belesimul abba a klasszikus-neoklasszikus elvekhez visszanyúló neoliberális gazdaságpolitikai felfogásba, amely útjára indította a nyolcvanas évek közepén az egységes belső piac európai programját.

Az eredeti klasszikus-neoklasszikus elvek az állami beavatkozásoktól és bürokratikus szabályozásoktól mentes gazdasági viszonyok „laissez faire” elvéhez való ragaszkodást, illetve visszatérést jelentette, amely napjaink világgazdasági környezetében érvényesülő monopolisztikus erők, árszabályozó kartellek visszaszorítását szorgalmazza. [SZENTES, 1995.] Az elmúlt évtizedek társadalomtudományi kutatásai ugyanakkor rámutattak arra, hogy a tökéletes versenyre, a szabad kereskedelemre és a beavatkozás-mentes piaci viszonyokra vonatkozó liberális premisszák nem felelnek meg a valóságnak, s a szabadpiaci mechanizmusok önmagukban nem képesek a társadalmi jólét maximalizálására. Ez a felfogás a nemzetközi integráció-elméleti kutatásokban is megtalálható, például a dirigista iskolánál. Szerintük a dereguláció csak az első lépés az integrációs folyamatban, amit a nemzeti gazdaságpolitikák nemzetközi szinten való egységesítésének és összehangolásának kell követnie. Így kerül közösségi szintre az állami szabályozás és beavatkozás rendszere. [PALÁNKAI, 1996.]

Az EK-szabályozási modell alapjának – a fentiekben implicit módon megfogalmazott – „korlátozott verseny” elvét tekinthetjük, amely szerint a tagállamok létrehozhatnak (megtarthatnak) monopóliumokat, ha azok fenntartását valamilyen legitim cél alátámasztja, és eközben a versenyt csak a cél eléréséhez szükséges mértékben korlátozzák. Ez a modell érvényesül a villamos energia belső piacának kialakítását célzó *acquis* által megvalósított szabályozási rendszerre is. A szabályozási rendszernek ugyanakkor érvényt kell szereznie a gazdasági, társadalmi jólét növekedésének és az igazságosságnak, valamint elő kell segítenie a műszaki-technológiai folyamatok optimalizálási lehetőségét is. E célok elérésére az EU Bizottsága a kilencvenes évek eleje óta egyre hangsúlyosabban támogatja a közgazdasági neoklasszikus iskola határkölség szemléletét, ami a Bizottság határkölség alapú árképzésre vonatkozó ajánlásaiban öltött testet. A kezdeti „egyszerű” ajánlások mára már szerves részét

képezik több EU jogszabálynak, így például a 1228/2003/EK rendeletnek is, de megjelennek a távközlés és a közlekedési szektor egyes területein is.

Figyelembe véve a fentieket, a villamosenergia-piac részpiacai egyensúlyi feltételeinek és a részpiaci egyensúlyok szimultán megvalósulásának vizsgálati eszközrendszerül a neoklasszikus mikroökonómia határkölség-elméletét használom az értekezés megfelelő fejezeteiben, tekintettel arra, hogy az értekezés témája szempontjából jelentőséggel bíró határkeresztező kapacitások az esetek többségében szűk erőforrásnak számítanak.

A fizikai infrastruktúrának a villamos energia kereskedelmi lehetőségeire gyakorolt hatásai elemzési módszerül a teher-eloszlási (áramlási) faktorokat¹⁸ (power distribution factor – PDF) választottam, amelyek az alább bemutatásra kerülő sematikus ábrázolású hurkolt hálózati modelleken kerülnek értelmezésre (*1. és 2. ábra*).

Az együttműködő, hurkolt (több ponton összekötött), váltóáramú [alternating current (AC)] villamosenergia-rendszerben a villamos energia áramlási irányát a fizika tudományából ismert Kirchhoff törvények határozzák meg.¹⁹ Ezen törvényszerűségeknek a villamos energia kereskedelmére gyakorolt hatásai olyan sematikus ábrázolású hurkolt hálózati modellekkel kerülnek bemutatásra, amelyeket először Chao és Peck alkalmazott (*1. ábra*). [CHAO, PECK, 1998.] Az infrastrukturális adottságok kereskedelemre gyakorolt hatásainak további elemzési eszköze a – többek között – Joskow és Tirole által alkalmazott észak–dél típusú sematikus ábrázolású hálózati modell (*2. ábra*). [JOSKOW, TIROLE, 2000.]

Az észak–dél típusú modell két szabályozási zónát jelöl, amelyek egy átviteli (határkeresztező) kapacitással vannak összekapcsolva. A Chao–Peck típusú hurkolt hálózati modelleken kettő, illetve négy szabályozási zóna van feltüntetve. Az egyes szabályozási zónákban termelési [Generation (G)], illetve fogyasztási [Load (L)] súlypontokat (csomópontokat) találunk, az egyértelmű hivatkozás érdekében számozással ellátva. Az egyes csomópontokat átviteli kapacitások kötik össze, amelyek

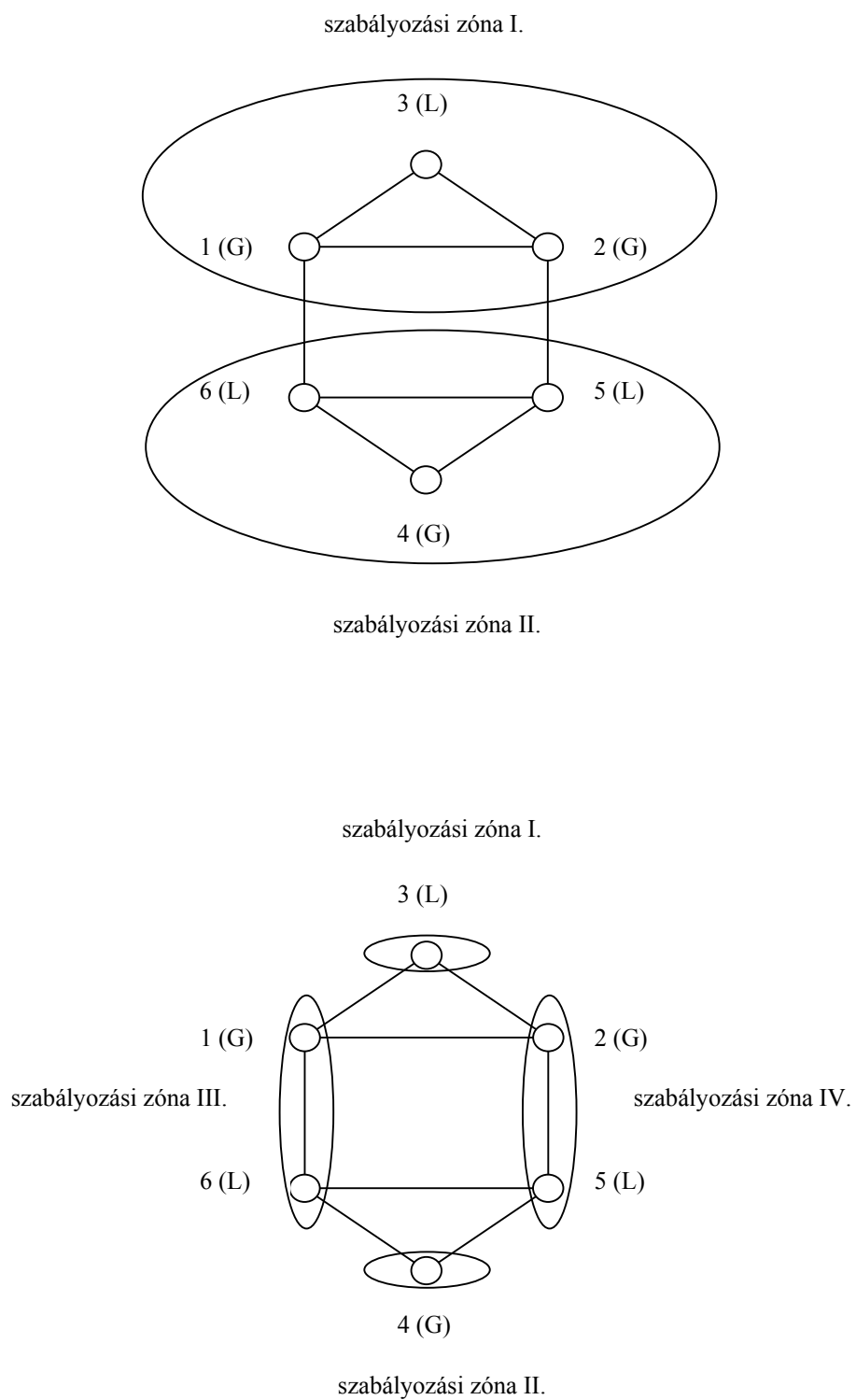
¹⁸ Lásd az *1. táblázat*ot.

¹⁹ *Kirchhoff I. törvénye (csomóponti törvény)*: bármely elágazási pontba befolyó áramok erősségének összege egyenlő az onnan kifolyó áramok erősségének összegével ($\sum I_{be} = \sum I_{ki}$). Másképpen megfogalmazva: a csomópontba befolyó és onnan elfolyó áramok erősségének algebrai összege zérus ($\sum I = 0$). *Kirchhoff II. törvénye (huroktörvény)*: Elágazásos vagy egyszerű áramkörben bármely irányított hurok mentén az egyes szakaszok IR feszültségeinek és a hurkon elhelyezett áramforrások U_0 belső feszültségeinek algebrai összege zérus ($\sum U = 0$). Másképpen megfogalmazva: egy zárt áramhurokban a feszültségek algebrai (előjeles) összege zérus.

értelemszerűen szabályozási zónán belüli-, vagy határkeresztező kapacitásoknak minősülnek az adott ábrán.

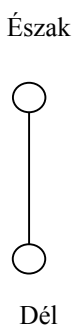
1. Ábra

Chao–Peck sematikus ábrázolású hurkolt hálózati modellje



2. Ábra

Joskow–Tirole sematikus ábrázolású észak–dél típusú hálózati modellje



Kirchhoff törvényeit figyelembe véve áramlási faktorokat írhatunk fel a hurkolt hálózati modellek egyes fogyasztói és termelői csomópontjai között. Tételezzük fel – hű maradva Chao és Peck eredeti modell-feltevéséhez –, hogy az (1-6) és a (2-5) hálózati vezetékszakaszok impedanciája²⁰ 2, míg a többiére rendre 1. Az ezek segítségével kiszámítható tehereloszlási (áramlási) faktorokat az 1. táblázat tartalmazza.

1. Táblázat

Tehereloszlási faktorok Chao–Peck sematikus ábrázolású hurkolt hálózati modellben

	csomópont 1	csomópont 2	csomópont 3	csomópont 4	csomópont 5
PDF ₍₂₃₎	-0,1250	0,1667	-0,4792	0,0208	0,0417
PDF ₍₃₁₎	-0,1250	0,1667	0,5208	0,0208	0,0417
PDF ₍₁₂₎	0,2500	-0,3333	-0,0417	-0,0417	-0,0833
PDF ₍₅₆₎	0,2500	0,3333	0,2917	0,2917	0,5833
PDF ₍₆₄₎	-0,1250	-0,1667	-0,1458	-0,6548	-0,2917
PDF ₍₄₅₎	-0,1250	-0,1667	-0,1458	0,3542	-0,2917
PDF ₍₂₅₎	0,3750	0,5000	0,4375	-0,0625	-0,1250
PDF ₍₁₆₎	0,6250	0,5000	0,5625	0,0625	0,1250

A táblázat oszlopainak fejlécében a rendszer tetszőleges betáplálási csomópontjainak²¹ jelölését, míg sorainak fejlécében a csomópontokat összekötő vezetékszakaszok jelölését találjuk. A táblázat egyes adatai azt mutatják meg, hogy mekkora áramlás (MW) keletkezett a jelzett vezetékszakaszon egy adott csomóponton keresztüli 1MW-os betáplálással és a hálózati modelleken 6-os számmal jelölt fogyasztói súlypontban történő vételezéssel. A vételezési pont nemcsak a 6-os számú fogyasztói súlypont lehet, hanem általunk tetszőleges kiválasztott is. Ez esetben egy adott vezetékszakaszra jutó áramlás nagyságát úgy kapjuk meg, ha az adott vezetékszakasz által kijelölt sorból kiválasztjuk a kívánt betáplálási és vételezési csomópontokhoz tartozó adatokat, majd az

²⁰ Lásd *Szakkifejezések jegyzéke*.

²¹ Az elemzés céljának megfelelően tetszőlegesen lehet módosítani az ábrákon feltüntetett termelői és fogyasztói súlypontok elhelyezkedését.

előbbiből kivonjuk az utóbbit. (A táblázatban negatív előjelű értékek is szerepelnek, ezek az áramlások szintén valósak, csak ellentétes irányúak.)

A vizsgálat egységei

A villamosenergia-piac részpiacokból tevődik össze, vagyis a villamosenergia-piac egy gyűjtőfogalom, ami alatt több – a villamosenergia-rendszer sematikus felépítését leképező és az adott területen értelmezhető szolgáltatások kereskedelmét lebonyolító – egymással kapcsolatban álló piacot kell érteni. A részpiacok számát alapvetően az határozza meg, hogy a villamosenergia-szektor egyes szereplőinek milyen fokú unbundling²² (tevékenységek szétválasztása) előírásoknak kell megfelelniük. Ez alapján lehet kialakítani olyan – a részpiacok típusára és a közöttük lévő implicit és explicit kapcsolatokra kiterjedő – piaci modellt, amely alapján a leghatékonyabban lehet működtetni az adott villamosenergia-rendszer (illetve együttműködő villamosenergia-rendszerek) infrastruktúráját az ellátásbiztonság fenntartásának prioritása mellett.

A részpiacok közül – az értekezés témája szempontjából – elsődleges vizsgálati egységet jelent az átviteli-, és határkeresztező átviteli jogok allokálását lebonyolító piacok elemzése, illetve e piacoknak a nagykereskedelmi piachoz való implicit és explicit kapcsolatának vizsgálata összeurópai szinten.

Egy liberalizált (deregulált) villamosenergia-rendszer működtetésében meghatározó szerepet töltenek be az egyes regulátorok (hazánkban a Magyar Energia Hivatal) által megszabott hálózati (rendszerhasználati) tarifák. Az országokként eltérő tarifák és a határkeresztező tranzakciókra (esetlegesen tranzitra) felszámolandó addicionális díjak versenytorzító hatással bírhatnak a több szabályozási zónát érintő kereskedelemre. Vizsgálat tárgyát képezi, hogy a Firenzei Fórum milyen megoldást javasol a probléma megoldására. Vizsgálati egységet képez továbbá, hogy az európai együttműködő hurkolt AC villamosenergia-rendszerben az infrastruktúra – fizikai törvények alapján való – működéséből az egyes szabályozási zónák számára jelentkező externális költség milyen módon kerül internalizálásra. S végül elemzésre kerülnek az átviteli hálózaton értelmezhető rövid- és hosszú távú gazdasági jelzésfajták.

Az értekezés a fent említett egységekre vonatkozó elemzéseket a 1228/2003/EK rendelet – és az iránymutatások – egyes előírásai fényében hajtja végre.

²² Lásd *Szakkifejezések jegyzéke*.

A kutatás időbeli lehatárolása

Az értekezés alapjául szolgáló időciklus az EU villamos energia belső piacát megteremteni hivatott 96/92/EK irányelv elfogadásától, illetve hatályba lépésétől **2004. júniusáig** – a kézirat lezárásának időpontjáig – terjed. A dolgozat ugyanakkor megpróbálja anticipálni az európai uniós szabályrendszer és az annak alapján működő piacok fejlődési irányát, tekintettel arra, hogy az uniós jogszabályrendszer fejlődése folyamatos, gyakorlatilag állandó mozgásban van.

Forráselemzés, szakirodalom rövid áttekintése

A hitelesség és objektivitás igényét szem előtt tartva a gazdasági-kereskedelmi és az azok alapját jelentő fizikai infrastruktúrára vonatkozó rendszerezett adatállományok közül csak azokat használok fel **elsődleges forrásként** elemzéseimhez, amelyeket kormányzati szervek, vagy hivatalos villamosenergia-ipari szakmai szervezetek, szövetségek állítottak össze. Elsődleges forrásnak tekintem továbbá mindazokat az információkat, amelyeket az Európai Unió Bizottsága, vagy villamosenergia-ipari szervezetek által rendezett szakmai konferenciákon, munkaértekezleteken az említett szervezetek hivatalos képviselői közölnek. Szintén ebbe a forráskörbe tartoznak az Európai Unió belső villamosenergia-piacát megteremteni hivatott jogszabályrendszer egyes jogforrásai. Az anyagok feldolgozása és hivatkozása során a magyar műszaki és közgazdasági terminológiákat igyekszem használni.

Az értekezés tárgykörébe tartozó, illetve ahhoz valamilyen módon kapcsolódó szakirodalmat **másodlagos forrásként** kezelem. *A feldolgozni kívánt témakörben átfogó, az egyes folyamatok közgazdasági alapját is bemutató elemzés még nem áll rendelkezésre a hazai szakirodalomban, ezért munkám során alapvetően idegen nyelvű szakirodalomra támaszkodom.*²³

²³ Magyar nyelvű elemzések a Gazdasági és Közlekedési Minisztériumban, a Magyar Energia Hivatalban, valamint a MAVIR Magyar Villamosenergia-ipari Rendszerirányító Rt.-nél lelhetők fel. Az anyagok elsődleges funkciója, hogy gondolkodási vázlatot, munkatervet nyújtsanak a magyar jogszabályrendszer európai uniós harmonizációját illetően. Céljuk nem az európai villamosenergia-rendszerre vonatkozó *acquis* általam megjelölt elemzése, hanem az ahhoz történő minél gyorsabb és hatékonyabb alkalmazkodás elősegítése.

A nemzetközi szakirodalmat érdemes két részre bontani. Egy angolszász (inkább amerikai) és egy kontinentális európai²⁴ vonalra. A megbontást indokolja, hogy az európai és amerikai hűrkolt AC villamosenergia-rendszerek infrastruktúrájának architektúrája eltérő képet mutat. Európában az átviteli hálózatok hűrkoltsága nagyobb fokot ér el, a fogyasztói és termelői súlypontok eloszlása egyenletesebb. Az amerikai kontinensre a hűrkoltság alacsonyabb szintje, a fogyasztói és termelői súlypontok egyenetlen eloszlása jellemző, melynek következtében a villamos energia természetes áramlása jól meghatározható irányokba történik, melyekhez nagy távolságokat áthidaló (sugaras) hálózatokra is szükség van.²⁵ A két régióban a hálózathasználat árazása is eltérő metodológia alapján történik, továbbá az egységesebb piacszerkezésre való törekvés (lásd SMD) amerikai valósága következtében a szakirodalom az egyes területeket eltérő módon súlyozza.

Az amerikai kontinens egyik szellemi központja a Harvard Egyetemen működő Harvard Electricity Policy Group. Kutatói a villamosenergia-szektor reformjának számos területét feldolgozták elsősorban az angolszász világ tekintetében. Vizsgálati területük – a teljesség igénye nélkül – a nagykereskedelmi verseny spot és határidős piacszerkezésére, a versenypiaci modellekre, a Standard Market Design-ra, az átviteli szolgáltatások piacszerkezésére, valamint a szűkkesztszmetz menedzsmentre (kezelésre) egyaránt kiterjed.

A témával foglalkozó európai tudományos élet erősen kapcsolódik az Európai Unió Bizottságához és a különböző villamosenergia-ipari szövetségekhez. Ennek oka, hogy az európai szabályozás kialakításának fő letéteményese – a fordított szubszidiaritás elvéből fakadó problémák ellenére – a Bizottság. A fentiek következtében az európai szakmai állásfoglalások az Európai Bizottság, az Európai Szabályozó Hatóságok Tanácsa [Council of European Energy Regulators (CEER)], az Európai Hálózati Rendszerirányítók Szövetsége [European Transmission System Operators (ETSO)], a Nyugat-európai Villamosenergia-rendszerirányító és Üzemeltető Társaságok Egyesülete [Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE)], stb. dokumentumaiból ismerhetők meg.

²⁴ Kontinentális Európa alatt az EU-tagállamokat értem, amelyek alól kivételt képez: Egyesült Királyság, Írország, Dánia, Finnország, (Norvégia) és Svédország.

²⁵ Ez a megállapítás nagyrészt igaz a 24. lábjegyzetben kivételként felsorolt országokra is.

Az európai szakirodalom – a fenti szervezetek erősen divergáló érdekei következtében – meglehetősen ambivalens képet mutat. Nem rajzolódik ki egyértelmű irány az európai belső villamosenergia-piac elmélyítése tekintetében. Ezt figyelembe véve célszerűnek tartom az egyes témakörök során bemutatni az egyes szereplők – sok esetben ellentétes – véleményét.

Európában is kialakultak – az amerikai példához hasonlóan – egyetemekhez kapcsolódó tudományos központok. Így például – a teljesség igénye nélkül – a spanyolországi Pontificia Egyetem Technológia Kutatási Intézetében, a norvég Technológiatudományi Egyetemen, az Rheinisch-Westfälische Műszaki Főiskolán Áchenben, vagy a kielii Világgazdaság-kutató Központban. Ezen intézetek tevékenységére jellemző, hogy elsősorban az Európai Bizottság felkérése alapján összeurópai összehasonlító (benchmarking) elemzéseket végeznek.

Az értekezés felépítése, az egyes fejezetekben vizsgált hipotézisek

A **3. fejezet** röviden bemutatja egy megszokott villamosenergia-rendszer felépítését, valamint működési elvének hatását a villamos energia – mint jószág – árucseré folyamataira. A fejezet a villamosenergia-piacot, mint részpiacok összességét definiálja, melynek során bevezetésre kerülnek azok az alapvető fogalmak és gondolkodási rendszerek, amelyek segítségével elemezhetővé válnak – a határkeresztező kereskedelemre koncentrálva – a villamosenergia-szektor piacainak működési elvei és tökéletlenségeinek okai. A fejezet beazonosítja a két legfontosabb határkeresztező kereskedelmet gátló, illetve a versenyt torzító akadálycsoportot.

A **4. fejezet** a fizikai infrastruktúra szabta korlátok (1. sz. akadálycsoport) hatását vizsgálja a villamos energia határkeresztező árucseré folyamataira az **(1) hipotézis** alapján: az *európai együttműködő villamosenergia-rendszeren csak akkor alakulhat ki valóban egységes belső versenypiac, ha a nemzeti villamosenergia-rendszereket összekapcsoló rendszerösszekötő kapacitások nagyobb mennyiségben (teljesítményben) állnak rendelkezésre.*

A hipotézis vizsgálata során a fejezet az európai villamosenergia-piac integráltságának tesztjét adja. A fejezet tárgyalja az Európai Bizottság által alkalmazott jelzőszámokat, amelyek használhatóságával kapcsolatban felhívja a figyelmet bizonyos problémákra. Bemutatja azokat a szakirodalomban fellelhető korreláció- és regresszió-számításokon nyugvó statisztikai árelemzéseket, amelyek segítségével kimutatható, hogy nem

beszélhetünk integrált európai (belső) villamosenergia-piacról. A fejezet bevezeti a Bizottság regionálisan integrált villamosenergia-piacok koncepcióját. Végül beazonosításra kerülnek a problémás európai határkeresztező kapacitások. A fejezet kritikai észrevételeket fogalmaz meg az EU Trans European Network programjával kapcsolatban.

Az **5. fejezet** az európai szabályozási környezet hiányosságaival (2. sz. akadálycsoport) foglalkozik.

Az **5.1. alfejezet** az európai átviteli- és nagykereskedelmi piacok kapcsolatát és az abból eredő problémákat vizsgálja a **(2) hipotézis** alapján: *hatékony átviteli árazás csak akkor valósítható meg, ha az átviteli és nagykereskedelmi piac közötti kielégítő kapcsolat lehetővé teszi a lokális energia-árazást.* Bemutatásra kerülnek továbbá a legismertebb átviteli árazási módszerek is.

Az **5.2. alfejezet** a szűk keresztmetszet kezelés témakörében a fizikai átviteli jogok ex-ante allokációjából fakadó problémákat vizsgálja a **(3) hipotézis** alapján: *a szűk keresztmetszeteket jelentő rendszerösszekötő kapacitások hatékony allokálása csak olyan versenyalapú eljárással valósítható meg, amely képes kezelni a valós fizikai áramlásokat, vagyis figyelembe tudja venni a párhuzamos áramlásokat is.* Az alfejezet modellpéldák segítségével bemutatja az egyes szűkkeresztmetszet-kezelési technikák versenyszempontú hatékonyságát.

Az **5.3. alfejezet** az európai átviteli modell tranzit költségének fedezeti kérdését tárgyalja a **(4) hipotézis** alapján: *harmadik ország átviteli hálózatának használatából eredő költségek csak olyan költségallokációs technikával téríthetők meg hatékonyan, amely a teljes határkeresztező áramlást figyelembe veszi és közvetlen módon képes a költségeket ráterhelni azon piaci szereplőkre, akik az adott áramlást okozták.*

Az **5.4. alfejezet** a rövid- és hosszú távú gazdasági jelzések kérdéskörét tárgyalja az **(5) hipotézis** alapján: *az együttműködő villamosenergia-rendszer hatékony működtetésére – a rendszerösszekötő átviteli kapacitások hatékony kihasználása érdekében – olyan, a szabályozásba beépített közgazdasági ösztönző-rendszert érdemes alkalmazni, amely befolyásolja a piaci szereplők kereskedelmi és/vagy a termelési és fogyasztási helyeikre vonatkozó döntéseit.*

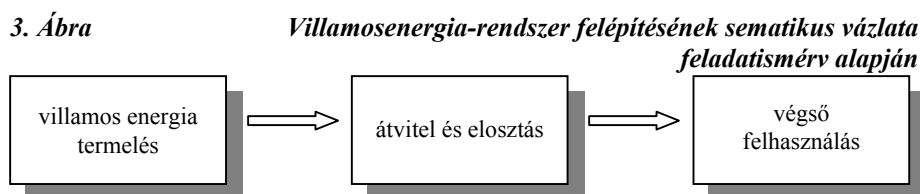
A **6. fejezet** az értekezés főbb megállapításainak összefoglalásával párhuzamosan következtetéseket von le arra vonatkozóan, hogy milyen infrastrukturális és szabályozási környezetben keresendő problémák okozzák, hogy napjainkban **nem**

beszélhetünk európai belső villamosenergia-piacról. A következtetések levonásával párhuzamosan javaslatokat fogalmazok meg egyrészt az európai belső villamosenergia-piac megteremtése érdekében, másrészt – a magyar döntéshozók számára – a jövőbeni szabályozási környezet változásával kapcsolatban kialakítandó magyar állásponthez. A fejezet megvizsgálja az európai villamosenergia-piac valószínűsíthető továbbfejlődési irányát, kitérve arra, hogy az elképzelések mennyiben segítik elő a belső piac megteremtésének célját.

3. A LIBERALIZÁLT VILLAMOSENERGIA-PIAC ÁLTALÁNOS MŰKÖDÉSI FELTÉTELEI

3.1. A fizikai infrastruktúra hatása a villamos energia árucseré-folyamataira

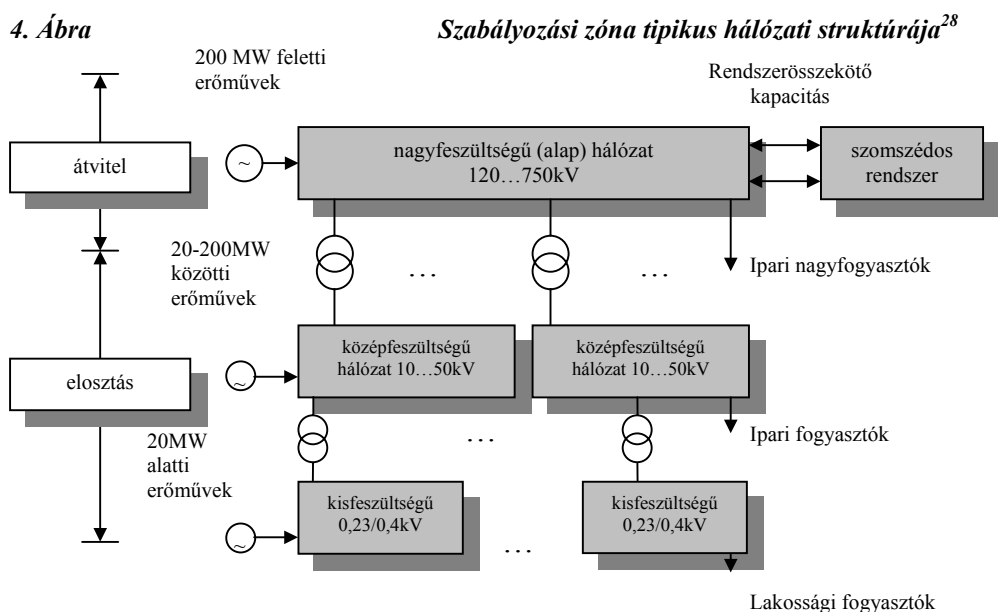
Egy villamosenergia-rendszer infrastruktúrájában három szintet különböztethetünk meg aszerint, hogy az adott szintet felépítő egységek milyen feladatot látnak el a rendszerben (3. ábra). E feladatok a következők lehetnek: villamosenergia-termelés, szállítás (átvitel) és elosztás, valamint végső felhasználás.



A rendszerben a villamos energiát a különböző beépített kapacitással rendelkező erőművek állítják elő valamely elsődleges (primer) energiahordozó átalakításával. A villamos energiának az erőművektől a fogyasztókig való továbbítását, a villamosenergia-rendszerek közötti kapcsolatot (beleértve a témánk szempontjából érdekes nemzetközi energiakereskedelmet is) az átviteli hálózatok biztosítják. Az átviteli hálózatok együttműködő rendszere különböző célú és feszültségű, hierarchikusan összekapcsolódó rendszerekből áll. Az egyes feszültségű szintek kiválasztását a szállítási távolság, a szállítandó mennyiség,²⁶ a berendezések ára és az alkalmazott elemek egységességének feltétele határozza meg. Az átviteli hálózat rendszerét – a különböző feszültségű szintek alapján – nagyfeszültségű- (vagy alap-), közepfeszültségű- és kisfeszültségű hálózatra bonthatjuk. Némi egyszerűsítéssel élve alaphálózatnak tekinthetjük mindazon hálózatokat, illetve vezetékszakaszokat, amelyek egy adott országon belül elsősorban az alaperőműveket kötik össze egymással, vagy nemzetközi

²⁶ Minél nagyobb teljesítményt kell továbbítani és minél nagyobb az áthidalandó távolság, annál nagyobb feszültségre van szükség, hogy a villamos energia szállítása gazdaságos legyen. Az összefüggés háttérében a *hálózati veszteség* fizikai jelensége húzódik meg. A távvezetéken Joule-hő formájában elvész a megtermelt villamos energia teljesítményének egy része: $P_v = I^2 R_v$, ahol R_v a hálózati elem (távvezeték) ellenállása. Ha az áramerősség $I = P/U$ értékét behelyettesítjük az előző egyenletbe – $P_v = (P/U)^2 R_v$ –, akkor kiolvashatjuk, hogy a távvezetékre kapcsolt feszültség négyzetével arányosan csökken a veszteség.

kooperációra szolgálnak. A közép- és nagyfeszültségű hálózatok feladata a villamos energiának az alaphálózat csomópontjaiból²⁷ a fogyasztói súlypontokba történő továbbítása, vagyis a fogyasztókat ellátó közép/kisfeszültségű transzformátorállomásokig, illetve a nagyobb teljesítményű ipari és mezőgazdasági fogyasztókig történő szállítása. A kisfeszültségű hálózat a villamos energiának a kisfogyasztókhoz, illetve a lakossághoz való továbbítására szolgál. Céljukat tekintve tehát az alap (vagy nagyfeszültségű) hálózatok átviteli, míg a közép- és kisfeszültségű hálózatok elosztási feladatokat látnak el (4. ábra).



A fogyasztók villamosenergia-igényét az egyes erőművek tehát egységes hálózatra kapcsoltnak látják el. Az egységes nemzeti villamosenergia-hálózatok az európai országokban az 1950-es évek végére alakultak ki azon egymástól elszigetelten működő hálózatok összekapcsolásával, amelyek a XIX. század vége, XX. század kezdete óta egy adott ország különböző földrajzi térségeiben működtek. Ezzel lehetővé vált, hogy az egyes országok gazdasági fejlődésükkel párhuzamosan növekvő villamosenergia-igényüket megfelelő ellátás-biztonsági színvonalon és a feltételezett legkisebb költség²⁹ elve alapján elégítsék ki. A XX. század második felére – az egyre magasabb

²⁷ Csomópontnak nevezzük – némi egyszerűsítéssel élve – két vezetékszakaszh találkozási pontját. Egy ország átviteli hálózata több vezetékszakaszból áll, amelyek csomópontokban találkoznak.

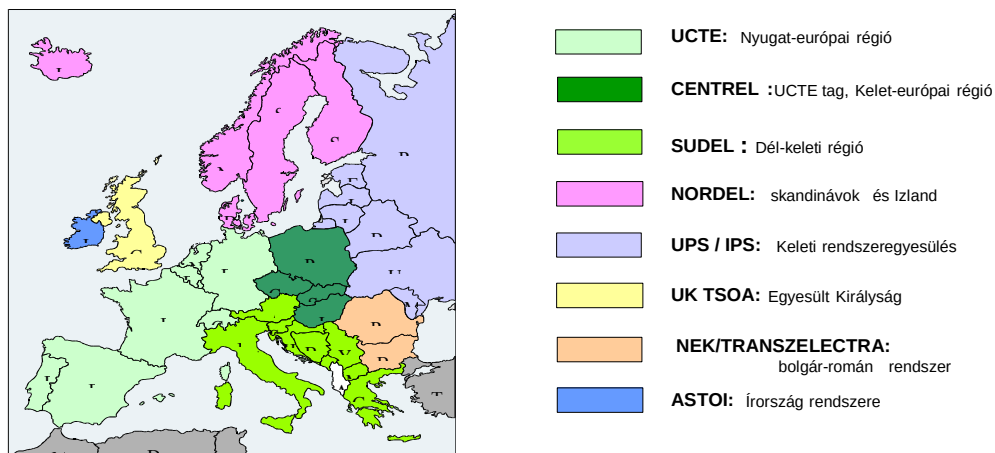
²⁸ Az ábrán feltüntetett értékek tájékoztató jellegűek, mivel azok a helyi szabályozásnak megfelelően országról országra eltérhetnek.

²⁹ Lásd *Szakkifejezések jegyzéke*.

feszültségintű átviteli technológiák kifejlesztésének, valamint a nyugat-európai politikai és gazdasági integrációs törekvéseknek köszönhetően – a nemzeti villamosenergia-hálózatok összekapcsolásával létrejött az együttműködő (nyugat)-európai villamosenergia-rendszer. Európában jelenleg nyolc nagyobb rendszer működik, amelyek különböző belső szabályozás mellett együttműködnek (5. ábra).

5. Ábra

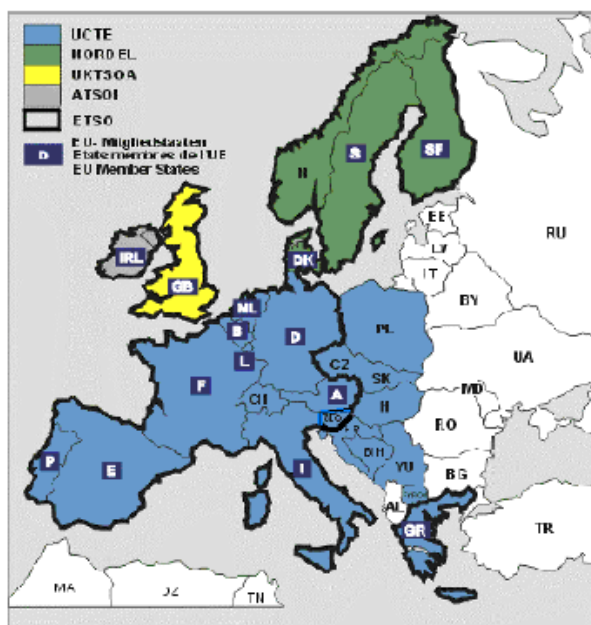
Együttműködő villamosenergia-rendszerek Európában



Forrás: [GKM, 2001.]

Az 5. ábrán jelzett együttműködő rendszereket nagyobb halmazba foglalhatjuk aszeint, hogy a rendszerek szinkronban működnek-e egymással. Így Nyugat- és Közép-Európában jelenleg négy nagy rendszer-egyesülést találunk (6. ábra).

6. Ábra Nyugat- és Közép-Európa rendszeregyesülései



Forrás: [UCTE, 2002.]

A UCTE ún. 1. szinkronzónája a kontinentális nyugat- és közép-európai párhuzamosan üzemelő országokat foglalja magába. Az UCTE ún. 2 szinkronzónája a párhuzamosan még nem üzemelő Albániára, Bosznia-Hercegovinára, Bulgáriára, Görögországra, Macedóniára, Romániára, valamint Szerbia és Montenegróra terjed ki. (A párhuzamos üzemelés előre láthatólag 2004. október 10–15 között fog megvalósulni, azok után, hogy a délszláv háborúk következtében a fent nevezett országok rendszereit a hálózati csatlakozások megsérülése következtében le kellett választani az UCTE szinkronzónájáról.)

Az ábrán látható még a skandináv országok NORDEL elnevezésű rendszere, amely együttműködik, de nem üzemel párhuzamosan az UCTE-vel, valamint a szintén együttműködő, de párhuzamosan nem üzemelő – azaz szinkronban nem járó – Egyesült Királyság- és Írország rendszere. E három utóbbi rendszer tengeralatti egyenáramú betéteken csatlakozik az UCTE 1. szinkronzónájához. (Az ábra még nem EU-tagországnak jelöli a 2004. május 1-jén csatlakozott államokat.)

A nemzeti rendszerek összekapcsolásának és együttműködő villamosenergia-rendszerben való működtetésének több előnye is van, amelyek közül – a teljesség igénye nélkül – a legfontosabbak a következők:

- megfelelő piaci szabályok és struktúra kialakításával árverseny alakulhat ki, ami csökkentőleg hathat a végfogyasztói árakra;
- skálahozadék érhető el nagyobb kapacitású erőművek építésével és az összekapcsolt hálózati rendszerekkel;
- egyenletesebb az egyidejűleg ellátott nagyobb számú fogyasztó terhelése, kevesebb a véletlenszerű, valamint a szezonális ingadozások száma;
- helyi primer energiaforrásokhoz való gazdaságos hozzáférés, ezért nem szükséges a fűtőanyag elszállítása egy másik ország megfelelő üzemanyag-bázisú erőművéhez; s végül
- adott nemzeti tartalékkapacitás³⁰ mennyiséggel magasabb ellátásbiztonságot lehet garantálni az együttműködő rendszer szintjén.

A nemzeti rendszerek összekapcsolásával – még jóval a belső villamosenergia-piac kialakulása előtt – megindult a célzott energiacsere az egyes országok ellátásbiztonságáért felelős monopol pozícióban lévő, vertikálisan integrált társaságai között. E társaságok célfüggvénye azonban elsősorban saját rendszereik egyensúlyban tartásának, valamint az olcsó primerenergiából előállított villamos energiához való hozzáférésnek volt alárendelve. Ilyen körülmények között a monopol társaságok az egyes nemzeti rendszereket összekapcsoló rendszerösszekötő **kapacitásait csak a**

³⁰ Lásd *Szakkifejezések jegyzéke*.

fent felsorolt utolsó négy előny kihasználásának mértékéig építették ki, ezért azok nem képesek a jelenlegi versenypiaci struktúra következtében a nemzeti nagykereskedelmi (erőművi) piacok árkülönbségét kihasználó kereskedelmi célú villamosenergia-szállítások jelentette igényeket kielégíteni. Ezt a jelenséget röviden úgy fogalmazhatjuk meg, hogy az országok határain lévő rendszerösszekötő átviteli vezetékek bizonyos esetekben szűk keresztmetszetet jelenthetnek a **(kereskedelmi célú) villamosenergia-szállítások előtt.** (A szűk keresztmetszet fizikai értelemben: a nemzeti rendszereket összekapcsoló rendszerösszekötő elemek a termikus és biztonsági előírások miatt csak meghatározott villamos energia teljesítményt tudnak továbbítani. Ha a terhelés meghaladja ezt a limitet, akkor a határkeresztező vezetékre vonatkozó korlátok, műszaki határok sérülhetnek, szélsőséges esetben automatikusan leválhatnak a rendszerről.)

A villamosenergia-ipari szakemberek számára mindez nagy kihívást jelent, mivel az együttműködő villamosenergia-rendszereket az elmúlt közel 50 évben nem a jelenlegi versenypiaci körülmények között megvalósuló nagy mennyiségű, határkeresztező kereskedelmet is magában foglaló, nagy távolságú, kereskedelmi célú energiaszállításokra fejlesztettek ki, hanem elsősorban a kölcsönös segítségnyújtásra. Röviden úgy fogalmazhatunk, hogy az infrastruktúra fejlődése nem tartott lépést a versenypiaci körülmények kialakulásával!

A határkeresztező kereskedelmet gátló, illetve a versenyt torzító két legfontosabb akadálycsoport egyikét az alábbiak szerint definiálhatjuk:

1. sz. akadálycsoport

Az egyes nemzeti rendszerek között lévő rendszerösszekötő vezetékek alacsony kapacitása akadályt jelent napjaink versenypiaci körülményei között a határkeresztező kereskedelem – s egyben egy valóban egységes belső villamosenergia-piac – kialakulása előtt, mivel fizikai korlátot képez egy adott szabályozási zónában jelentkező kereslet más szabályozási zónából történő kielégítése esetén. A villamos energiával, mint jószággal szembeni kereslet nagysága meghaladja az infrastruktúra lehetőségeit, ami szűk keresztmetszetet („torlódást, congestion”)³¹ okoz a határkeresztező kapacitásokon.³²

³¹ Az UCTE 1. és 2. szinkronzónáján belül és a két szinkronzóna között, továbbá az UCTE 1., a NORDEL és az UKTSOA szinkronzónák közötti rendszerösszekötő kapacitásokon fellépő szűk keresztmetszetek gyakoriságának bemutatását lásd az 5. Függelékben.

³² Az értekezés során azzal a feltételezéssel élek, hogy egy ország egy szabályozási zónát jelent (a valóságban Németországban például négy nagy szabályozási zóna működik) és a szabályozási zónákon belül nem alakulnak ki szűk keresztmetszetek. Ez az utóbbi feltételezés már nagyjából igaznak tekinthető, mivel az európai együttműködő villamosenergia-hálózat magasan integrált belső nemzeti hálózatok összekapcsolásával jött létre.

Az alábbiakban tekintsük át a villamosenergia-iparág néhány jellegzetességét, vizsgáljuk meg, hogy az értekezés témája szempontjából mely pontokon különbözik más iparágaktól.

A villamos energiát a technika mai fejlettségi színvonalán nem lehet megfelelően nagy mennyiségben tárolni ahhoz³³, hogy a fogyasztói kereslet [Load (L)] – ami időben folyamatosan és előre nehezen megbecsülhető módon változik –, illetve a villamos energia termelése, kínálata [Generation (G)] közötti különbséget tárolókapacitásokból lehessen felszabadítani.³⁴ **Az együttműködő villamosenergia-rendszerben a terhelésnek és a betáplálásnak minden pillanatban egyensúlyban kell lennie.** Azaz a kereslet és a kínálat közötti különbséget ki kell szabályozni ahhoz, hogy a villamos energia rendszer bármely tetszőleges pontján a frekvencia, a feszültség és maga a rendszerstabilitás állandó legyen. A terhelés lassú változását megfelelő menetredek³⁵ kialakításával lehet uralni. A véletlenszerű ingadozásokat olyan gyorsan működő automatikákkal lehet ellensúlyozni, amelyek a generátorokat hajtó erőgépek munkapontját módosítják. A fenti tevékenységet – tehát a villamosenergia-rendszer egyensúlyban tartását és irányítását – minden szabályozási zónán belül egy rendszerirányító³⁶ végzi. Az európai gyakorlatban beszélhetünk átviteli rendszerirányítóról [Transmission System Operator (TSO)], aki a rendszerirányítási funkció mellett az átviteli hálózat működtetéséért is felel (az átviteli hálózat és a rendszerirányítási eszközök a rendszerirányító tulajdonában vannak), illetve független rendszerirányítóról [Independent System Operator (ISO)], aki csak a hagyományosan vett rendszerirányításért felel és az átviteli hálózatot nem tulajdonolja.³⁷

A villamosenergia-rendszer egy adott pontján egy hálózati elemének kiesése (meghibásodása) az egész rendszer, vagy annak egy meghatározott részének teljes összeomlásához vezethet (lásd fentebb rendszerstabilitás). A rendszer újraépítéséhez (működésbe hozásához) hatékonyan koordinált lépésekre van szükség a

³³ Eltekintve a tározós típusú vízerőművektől, amelyekkel elsősorban rendszerszabályozási feladatokat oldanak meg.

³⁴ A villamos energia a villamosenergia-rendszer egyes elemein a termelési, azaz a betáplálási helyektől a fogyasztási, azaz a vételezési helyekig áramlik. Némi egyszerűsítéssel élve azt mondhatjuk, hogy az áramlás a többlet irányából a hiány irányába valósul meg. Ha nemzetközi szinten vizsgáljuk az előbb leírtakat, akkor úgy fogalmazhatunk, hogy az áramlás a fogyasztásukhoz képest többlettermeléssel rendelkező országokból a fogyasztásukhoz képest alacsonyabb termeléssel rendelkező országok irányába valósul meg.

³⁵ Lásd *Szakkifejezések jegyzéke*.

³⁶ Lásd *Szakkifejezések jegyzéke*.

³⁷ Az értekezés során a TSO fogalmát fogom használni. (A magyar rendszerirányító jelenleg ISO-típusú.)

rendszerirányító részéről. Hasonlóan hatékony koordináció (rendszerirányítás) szükséges ahhoz, hogy a hálózat egy adott L-pontján hirtelen jelentkező terhelésnövekedést egy attól földrajzi értelemben sokszor távol lévő G-pontba történő nagyobb betáplálással lehessen kielégíteni. A villamosenergia-rendszer, pontosabban az átviteli hálózat tehát nemcsak egyszerűen a villamos energiának a termelési helytől a fogyasztási helyig történő eljuttatására szolgál, hanem arra is, hogy aktív rendszerirányítással a kereslet és kínálat közötti pillanatnyi eltéréseket a rendszerirányító kiszabályozhassa.

Egy együttműködő, hurkolt AC 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 kereskedők a villamos energiát az egyes hálózati elemeken „elméletileg” el szeretnék juttatni a termelési helytől a fogyasztási helyig. Egy adott ponton betáplált villamos energia Kirchhoff törvényeinek megfelelően fog – a kialakuló terhelés-eloszlási faktoroknak eleget téve – a hurkolt vezetékszakaszokon „szétáramlani”. Azaz egy piaci szereplő sem képes egy adott G-ponton betáplált villamos energiát adott két szabályozási zónát (országot) összekötő határkeresztező vezetéken elszállítani egy adott L-pontig anélkül, hogy a két, illetve tetszőleges harmadik szabályozási zóna között ne keletkezzen(ek) az elméleti szerződéses útvonalon kívüli áramlás(ok). Ezt az áramlást nevezzük – némi egyszerűsítéssel élve – párhuzamos áramlásnak (angol kifejezéssel: loop flow).³⁸ Ezek a loop flow-k természetesen költséget (externáliát) jelentenek azon érintett átviteli rendszerek üzemeltetőinek, amelyek nem az elméleti szerződéses útvonalon helyezkednek el. Az ebből adódó problémákat az 5.3. alfejezet mutatja be.

³⁸ A Chao–Peck típusú hurkolt hálózati modellre az 1. táblázatból kiolvashattuk az áramlások megoszlását. A párhuzamos áramlások jelenségének teljes megértése érdekében azonban álljon itt egy példa: Vegyünk egy legegyszerűbb hurkolt hálózatot, amelyen kialakulhat párhuzamos áramlás. Erre a célra tökéletesen megfelel az 1. ábra bármely hálózati modelljének azon része, amely például az 1. 2. és 3. csomópontokat köti össze. A vezetékszakaszok impedanciája (ellenállása) továbbra is legyen 1. Az impedancia fogalmából számunkra közgazdaságilag legyen csak annyi fontos, hogy annak értéke megadja, hogy a villamos áramnak milyen „nehéz” egy adott vezetékszakaszon átáramlani. Hálózatunkon az 1. csomópontból a 2. csomópontba két útvonal is vezet, az egyik közvetlenül, a másik pedig a 3. csomóponton keresztül. A közvetlen útvonalon az elektromos áramnak 1 egységnyi ellenállást kell leküzdenie, míg a közvetett 2 egységnyit. Ennek megfelelően az áramlás 2/3 része a közvetlen útvonalon, míg 1/3 része a közvetett útvonalon fog megvalósulni. Ez utóbbit hívhatjuk párhuzamos áramlásnak is.

A villamosenergia-rendszer fentebb bemutatott fizikai törvényszerűségei következtében egy ilyen infrastruktúrára épülő piac csak tökéletlen lehet. A piac nem lehet tökéletes abban az értelemben, hogy a villamos energiára vonatkozó árucseré folyamatok közül – a technika mai fejlettségi színvonala mellett – csak a villamosenergia-kereskedelmi tevékenységre és a villamos energia előállítására terjedhet ki a versenypiaci működés. **A fizikai szállítást és az ahhoz kapcsolódó rendszerirányítást csak természetes monopóliumként lehet megoldani.** [WILSON, 1999.] Vagyis deregulált környezetben is szükség van a szállítás rendszer-szintű irányítására. Amennyiben a villamosenergia-ellátás biztonsága – azaz a fizikai értelemben vett rendszeregyensúly – szükségessé teszi, a rendszerirányító hatással lehet a piaci szereplők kereskedelmi tevékenységére is. Éppen ezért a liberalizált szabályozási környezet egyik legfontosabb feltétele, hogy a természetes monopóliumot alkotó tevékenységek – rendszerirányítás, átviteli- és elosztó hálózat üzemeltetése – függetlenül legyenek a piaci szereplőktől (unbundling), tekintve, hogy egy liberalizált környezetben – a termelésben és a kereskedelemben – kialakuló verseny résztvevői közösen használják az egységes hálózati infrastruktúrát³⁹. Vagyis tulajdonosi struktúrától függetlenül a megfelelő hálózati tarifák megfizetése ellenében minden piaci résztvevő számára biztosítani kell a hálózatokhoz való hozzáférést (open access).⁴⁰

³⁹ Az egykor monopolhelyzetben lévő vertikálisan integrált társaságok jól felfogott érdeke, hogy versenypiaci körülmények között is megőrizzék fogyasztói portfóliójukat, piaci részesedésüket, nyereségességüket. Vagyis az általuk tulajdonolt és irányított szállító- és/vagy elosztórendszerekhez való új piaci szereplő által történő hozzáférést érdekükben áll megnehezíteni. Egy vertikálisan integrált hálózatokat tulajdonló társaság számára elsődleges érdek, hogy a hálózati üzletágában – vagyis ott, ahol monopolpozícióval bír – a lehető legnagyobb hálózathasználati tarifákat tudjon érvényesíteni. Ha ezt meg tudja valósítani, akkor egyéb üzletágakban – ahol már nem rendelkezik monopolpozícióval – az újonnan belépett piaci szereplők határköltsége alatt tudja kínálni szolgáltatását, ezáltal vállalati szinten megtartva korábbi profitabilitását. Egy szabályozó hatóságnak képesnek kell lennie arra, hogy az ilyen típusú keresztfinanszírozást megakadályozza. A szabályozásnak nem szabad lehetővé tenni számukra, hogy diszkriminatív hálózathasználati tarifákat alkalmazzassanak, vagy egyéb más csatlakozási feltételekkel lehetetlenítsék el az új szereplők piacra lépését, megőrizvén ezzel saját piaci részesedésüket. A problémát megoldandó olyan szabályozást kell kialakítani, ami hatékonyan választja szét a szállítói és elosztói tevékenységet a szolgáltatói üzletágtól, megakadályozandó, hogy a hálózat tulajdonosa ne részesíthesse előnyben saját szolgáltatóját az infrastruktúra használatát illetően. A tevékenységek szétválasztásának különböző fokát érdemes és szükséges megvalósítani az egyes összefüggésekben. A hálózati üzletágot az egyéb tevékenységektől számviteli, management, jogi és tulajdonosi szinten lehet szétválasztani.

⁴⁰ Megoldást jelenthetne még az átviteli és elosztó hálózat multiplikálása, ez azonban nem egyeztethető össze a legkisebb költség elvével, valamint a mai technológia mellett nehezen kezelhető technikai problémákat jelentene.

3.2. A legfontosabb regulációs- és deregulációs problémákról röviden

A villamosenergia-szektor liberalizációja, vagyis a dereguláció mellett – a bevezetőben elmondottakon kívül – leggyakrabban felhozott érv, hogy nehéz közgazdasági értelemben hatékony szabályozást kialakítani. Ebből azonban még nem következik, hogy deregulációval elérhető lenne egy tökéletes és egyben hatékony versenypiac. Az adminisztratív szabályozással két alapvető probléma van: költségesebb és soha nem függetleníthető a politikától annyira, mint egy versenypiac. Egy adminisztratív szabályozási környezetben a villamos energia árát (jószágar + szolgáltatásár) központilag – országonként eltérő módon a szabályozó hatóság, vagy az annak felügyeletét ellátó kormányzati szerv – egy előre meghatározott időszakra tarifákban rögzíti. A tarifák mértékét a villamosenergia-rendszer összköltsége alapján határozzák meg. Ebből implicit módon az is következik, hogy a szektor struktúráját meghatározó stratégiai döntéseket nem a szektor szereplői, hanem központi adminisztratív szervek hozzák meg.

Az adminisztratív szabályozás két dologra törekszik: a költségek minimalizálására, valamint az árak lehetőleg határköltség közelében való tartására. Egy hatékonyan működő tökéletes versenypiac – a kereslet és kínálat által meghatározott piaci árral – a fenti két célt egyszerre tudja megvalósítani, egy szabályozó hatóság azonban vagy az egyiket, vagy a másikat. A szabályozási szakirodalom ezt a „first best outcome/pricing” és a „second best outcome/pricing” csapdájaként ismeri. A szabályozás tökéletlensége a kellő mennyiségű és minőségű információ hiányára vezethető vissza. A piacon működő vállalatok ugyanis mindig több információval rendelkeznek magáról a piacról, saját költségstruktúrájukról, technológiájukról, stb.

Az információs aszimmetria problémáját felismerve a modern szabályozási közgazdaságtan olyan új technikákat javasol, mint a „cost-of-service”, vagy a „performance-based ratemaking” alapú szabályozás.⁴¹ Ezen új technikákkal az árakat ugyan a hosszú távú átlagköltségek közelében lehet tartani, azonban soha nem fognak olyan költségminimalizálásra sarkallni, mint egy hatékonyan működő tökéletes versenypiac.

⁴¹ Ezek előnyeiről és hátrányairól lásd részletesebben [JOSKOW, 2001.].

A villamosenergia-szektorban egyelőre nem alakulhat ki hatékonyan működő tökéletes versenypiac. Ennek több akadálya is van. A legfontosabbak – a teljesség igénye nélkül – a **piac keresleti oldalán** keresendők. A villamosenergia-ipar szereplőinek ár rugalmassága – a más termékek esetében tapasztalt ár rugalmasság szintjéhez képest – alacsony. Ez igaz az adminisztratív szabályozású környezetre éppúgy, mint a versenypiacra. Az adminisztratív szabályozású környezetben a rugalmatlanság annak volt betudható, hogy a hosszabb távon és állandó szinten előre meghatározott tarifa, valamint a villamos energia minden időtávon azonos költségen való beszerezhetősége és értékesíthetősége nem ösztönözte a szektor szereplőit az ár rugalmasságot is figyelembe vevő viselkedésre. Igaz ugyan, hogy a versenypiacon a villamos energia ára nem lesz hosszabb távon előre kiszámítható, vagyis logikusan a kereslet ár rugalmasságának növekednie kellene, ezt azonban erősen tompítja, hogy nincs olyan valós idejű mérés, ami a számlázás során megjelenítené a leszállított villamos energia valós idejű költségeinek gyors változását, valamint nincs valós idejű fizikai (technikai) lehetőség arra, hogy a kereskedelmi szerződések betartása kikényszeríthető legyen (szélsőséges esetben a fogyasztó fogyasztásból történő azonnali kikapcsolásával). Ilyen esetekben – a 3.1-es alfejezetben elmondottaknak megfelelően – a rendszerirányítónak kell kiszabályoznia a kereslet és kínálat között fellépő különbséget, vagyis egy olyan természetes monopóliumnak, aki nem a versenypiac része, de annak egyik szereplője. A **kínálati oldalon** (elsősorban a villamos energia nagykereskedelmi piacán) a piaci szereplők kevés száma az, ami korlátozza a tiszta verseny kialakulását. Elégtelen szabályozási környezet esetén a nagykereskedelmi piac érzékeny lehet például horizontális piachatalom-gyakorlásra. Vagyis arra, hogy az erőművek kapacitásaik visszatartásával, azaz a kínálat mesterséges szűkítése révén a kompetitív piaci egyensúlyi árszintnél magasabb egyensúlyi árszintet idézzenek elő.

3.3. Piaci szerkezet

A villamos energiának, mint végterméknek a fogyasztóhoz való eljuttatása bonyolult supply chain-en keresztül történik. Az ellátási láncban olyan komplex szolgáltatások nyújtására van szükség, amelyek egyben az erőművekben megtermelt villamos energia hozzáadott értékét is növelik (átvitel, elosztás, feszültség- és meddőteljesítmény szabályozás, frekvencia szabályozás, üzembiztonsági szolgáltatások, stb.). Minden

egyres előbb említett szolgáltatás külön piacot igényel, igényelhet. A kérdés az, hogy mely szolgáltatások nyújtása hatékonyabb adminisztratív regulált és mely szolgáltatások nyújtása hatékonyabb – figyelembe véve a mai technológiai lehetőségeket – versenypiaci keretek között. Bizonyos szolgáltatásoknál pedig csak a piac keresleti, vagy kínálati oldalát lehet és érdemes deregulált módon működtetni.

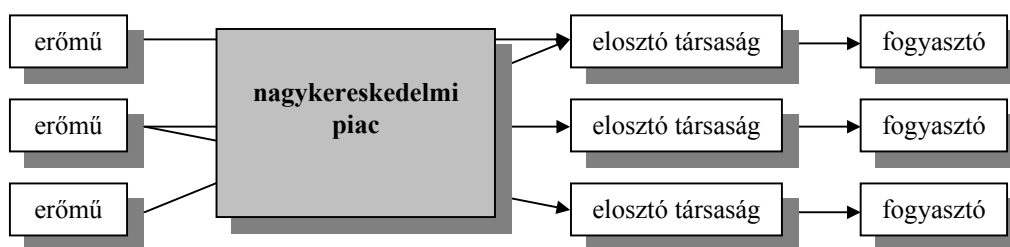
Az átviteli-rendszerirányítási és elosztói piacok közös jellemzője, hogy az egyik oldalon mindig valamilyen adminisztratív szabályozás alatt álló természetes monopólium áll, aki a kialakult technológiai és infrastrukturális kötöttségeknek megfelelően kínálja, vagy keresi az adott szolgáltatást. Így például a fizikai átviteli jogok határkeresztező kapacitásokon történő allokálását lebonyolító piacon⁴² a kínálati oldalon a TSO, míg a keresleti oldalon a villamosenergia-szektor egyéb szereplői (feljogosított fogyasztók, kereskedők, erőművek, közüzemi nagykereskedő, stb.) állnak, de ilyen az adott országon belüli átvitel is. Egyszereplős keresleti oldalú piacra a szabályozási-energia piaca lehet példa, ahol a keresleti oldalon a TSO áll kapcsolatban a kínálati oldalon egymással versengő erőművekkel (esetleg szabályozható fogyasztási kapacitásokkal). Az átviteli rendszerirányító az itt beszerzett energiát, mint természetes monopólium használja fel, hogy az adminisztratív szabályozás tárgyát képező tevékenysége során valós időben egyensúlyban tartsa a villamosenergia-rendszert. Ezen szolgáltatás csak természetes monopólium keretében valósítható meg, hiszen olyan szolgáltatásról van szó, amit minden egyes piaci szereplő és végfogyasztó kénytelen megvásárolni. A szolgáltatás megvásárlása nemcsak kényszerűség, hanem kötelezettség is, máskülönben jelentkezne a – közgazdasági értelemben vett – potyautas effektus.

A 7. ábrán feltüntetett nagykereskedelmi piacot érdemes deregulált módon működtetni, vagyis megengedni, hogy az egyes erőművek a nagykereskedelmi piacon szabadon köthessenek szerződéseket az általuk megtermelt villamos energia értékesítésére. A nagykereskedelmi piacon kialakuló versenynek nagy jelentősége van a végfogyasztói árak kialakulására, mivel a villamos energia, mint végtermék összköltségének csaknem a fele az erőművi szektorban merül fel. Szerencsés esetben tökéletes versenypiac alakulhat ki. Kevésbé kedvező esetben pedig a kisszámú nagyszereplőnek lehetősége van arra, hogy magatartásával a piaci árat és azon keresztül a piac többi szereplőjének a kibocsátását befolyásolja, azaz oligopol piaci szerkezet jön létre.

⁴² Lásd később az 5.2.1. alfejezetben.

7. Ábra

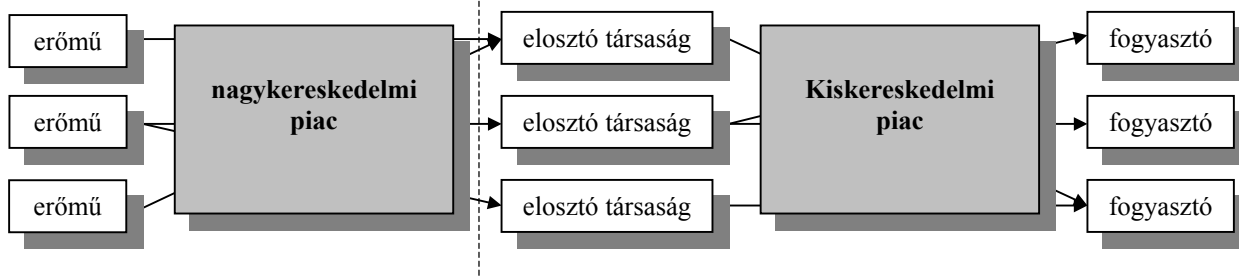
Nagykereskedelmi versenypiac sematikus ábrája



A végső fogyasztók ellátásában is érdemes bevezetni versenyalapú piacot (8. ábra). Az egyes szolgáltatók (kereskedők) az elosztó társaságok elosztói hálózatát a szabad hozzáférés elve alapján használva tudják eljuttatni a szerződéses mennyiséget a kialakult árak megfelelően a végfogyasztókhoz. A piac csak akkor tud megfelelően működni, ha az elosztóhálózatokat tulajdonló és üzemeltető társaságok nem diszkriminálnak az egyes szolgáltatók között a hálózathozzáférési díjak tekintetében. A kiskereskedelem költsége – eltekintve az elosztói hálózatokhoz való hozzáférési díjaktól – a villamos energia, mint végtermék összköltségében nem haladja meg az 5–8%-ot.

8. Ábra

Kiskereskedelmi versenypiac sematikus ábrája



A villamosenergia-piac tehát részpiacokból tevődik össze, vagyis a villamosenergia-piac egy gyűjtőfogalom, ami alatt több – a villamosenergia-rendszer sematikus felépítését leképező és az adott területen értelmezhető szolgáltatások kereskedelmét lebonyolító – egymással kapcsolatban álló piacot kell érteni. A villamosenergia-piac egy olyan piac, ami akkor van általános egyensúlyban, ha az egyes részpiacaira kiterjedően megvalósul a szimultán egyensúly.

Az általános egyensúly megvalósulásának egyik alapvető feltétele egy olyan modell, amely a megfelelő szolgáltatások kereskedelmére megfelelő típusú részpiacokat hoz létre úgy, hogy a részpiacok közötti kapcsolat kielégítő. [WILSON, 1999.] [CHAO, WILSON, 1999.] A részpiacok számát alapvetően az határozza meg, hogy a

villamosenergia-szektor egyes szereplőinek milyen fokú unbundling előírásoknak kell megfelelniük. Ez alapján lehet kialakítani olyan – a részpiacok típusára és a közöttük lévő implicit és explicit kapcsolatokra kiterjedő – piaci modellt, amely alapján a leghatékonyabban lehet működtetni az adott villamosenergia-rendszer (illetve együttműködő villamosenergia-rendszerek) infrastruktúráját az ellátásbiztonság fenntartásának prioritása mellett. (Az értekezés – tekintettel annak tárgyára – a továbbiakban csak az átviteli-rendszerirányítási és a nagykereskedelmi piacokkal, valamint a közöttük lévő kapcsolatokkal foglalkozik.)

Európában az egyes országok saját modelleket alakítottak ki, mivel konkrét modellt tartalmazó európai irányelv még nem jelent meg.⁴³ Az alábbiakban röviden vizsgáljuk meg ebből a szempontból a 96/92/EK és a 2003/54/EK irányelveket:

- **átviteli piac:** Az átviteli piac egy egyszereplős kínálati oldalú piac. A kínálati oldalon egy természetes monopólium áll, míg a keresleti oldalon azon harmadik személyek, akik a hálózathoz hozzáférést szeretnének megszerezni, hogy a kereskedelmi szerződésüknek megfelelő mennyiségű villamos energiát le tudják szállítani megrendelőjüknek. Az átviteli piac működésének feltétele, hogy a szabályozás biztosítsa a hálózatokhoz való szabad hozzáférést. A 96/92/EK irányelv lehetővé tette és a 2003/54/EK irányelv is lehetővé teszi, hogy a meglévő szállítói és elosztói infrastruktúrához a piaci szereplők szabadon hozzáférhessenek, tekintve, hogy számukra gazdaságilag nem előnyös saját vezetékrendszer párhuzamos kiépítése. A 2003/54/EK irányelv a 96/92/EK irányelvhez képest már csak a szabályozóhatóság által meghatározott tarifális hozzáférést teszi lehetővé, vagyis a tárgyalásos alapú hálózat-hozzáférést megszünteti. *Az irányelv a továbbiakban azonban nem tartalmaz arra vonatkozóan előírást, hogy milyen tarifastruktúrák kerüljenek alkalmazásra és azok mekkora szintet érhetnek el.*

A határkeresztező (rendszerösszekötő) kapacitások allokálását lebonyolító piac az átviteli piac egy részpiacának tekinthető, tekintettel arra, hogy a határkeresztező kapacitások az átviteli és adott esetben az elosztó hálózatok részét képezik (lásd 4. ábra). *Az irányelv nem rendelkezik a határkeresztező*

⁴³ Mind a 96/92/EK irányelv, mind a 2003/54/EK irányelv keretszabályokat fogalmazott csak meg s azok implementálását a tagországokra bízta. Ennek következtében a kialakított modellek elégséges mértékben eltérnek egymástól ahhoz, hogy egységes villamosenergia-piacról még ne beszélhessünk.

kereskedelem kapcsán felmerülő hálózat-hozzáférési és a hálózathasználati költségek megfizetéséről.

Az irányelv magára a piac működésére pedig csak közvetetten tartalmaz rendelkezéseket pl. a 23. cikk (1) bekezdésének a) és b) pontjában, amikor megállapítja a szabályozóhatóságok feladatait.

- **nagykereskedelmi (erőművi) piac:** A legtöbb EU-tagállamban a 96/92/EK irányelv hatálybalépése előtt az általában nemzeti tulajdonban lévő vertikálisan integrált villamosenergia-társaságok – jogszabályi alapon – egyedüli villamosenergia-termelési és -importálási joggal voltak felruházva. Az irányelv megszüntette ezt a monopoljogot. Az irányelv az új termelői kapacitások létesítését két módon biztosította: az engedélyezési, vagy a versenytárgyalási eljárás keretében. A 2003/54/EK irányelv az objektivitás, transzparencia és diszkriminációmentesség jegyében továbbra is biztosítja az engedélyezési eljárás lehetőségét (6. cikk), míg a versenytárgyalási eljárást ellátásbiztonsági [7. cikk (1)] és környezetvédelmi szempontok [7. cikk (2)] érvényesítésének rendeli alá. Az új irányelv egyéb előírásai ezen kívül tovább erősítik, hogy a forrásoldali kapacitások megfelelő nagyságban rendelkezésre álljanak.

A fenti előírások fontosak és szükségesek egy nagykereskedelmi piac kialakításához. A probléma az, hogy az irányelv nem rendelkezik arról, hogy milyen piacszerkezési metodika szerint működjenek a nagykereskedelmi piacok, valamint, hogy milyen kapcsolatuk legyen az átviteli piaccal.

Mindezen fenti szabályozási hiányosságokat a piaci modell hiányosságai közé sorolom.

A piacszerkezési metodikával kapcsolatban két kérdés merül fel, tekintve, hogy a villamos energia olyan speciális jószág, amelyet kötött hálózatu infrastruktúrán keresztül juttatnak el a termeléstől a fogyasztási helyig, valamint amely infrastruktúra egyben arra is szolgál, hogy a kereslet és kínálat közötti pillanatnyi eltérések aktív rendszerirányítással kiszabályozásra kerüljenek:⁴⁴

⁴⁴ A piacszerkezési metodikával kapcsolatban nem kívánok kitérni – azon vonatkozó részeknél, ahol az értelmezhető lenne – olyan kérdésekre, mint a kereskedés szekciói (napon belüli, másnapi, határidős kereskedelem), termékek fajtái (blokk termék, óránkénti termék), kereskedési formák technikái (aukciós-egyensúlyi áras, folyamatos ajánlati áras), a kereskedelem pénzügyi elszámolása, valamint a szervezett piac funkcióját ellátó szervezet működése.

- a villamos energia nagykereskedelmi és átviteli részpiacai között milyen típusú és milyen erős kapcsolat legyen; valamint
- mennyire legyen centralizált a kereskedelem.

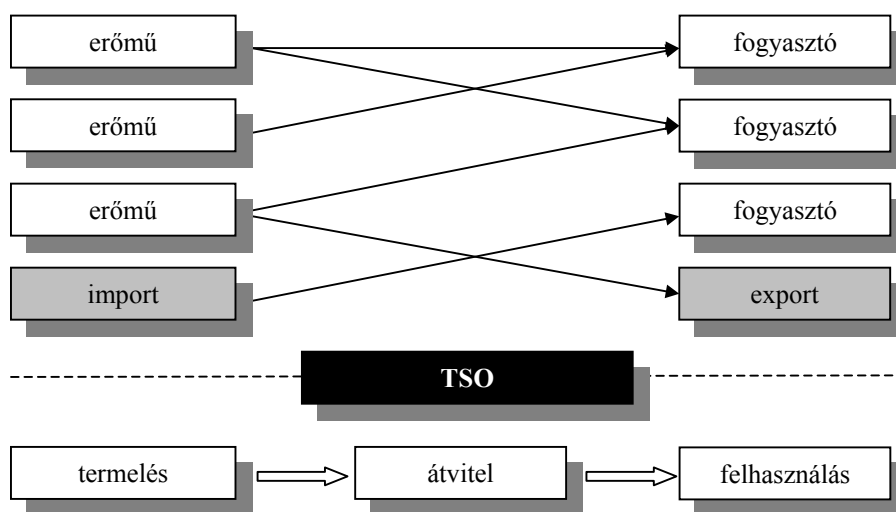
A fentiek alapján alapvetően kétféle piaci formát lehet megkülönböztetni:

- OTC/bilaterális piaci forma, amely egyrészt teljesen decentralizált kereskedést jelent, másrészt nem veszi figyelembe az átviteli hálózaton jelentkező szűk keresztmetszeteket;
- szervezett piaci (pool/tőzsde) kereskedési forma, amely centralizáltan működik.

Az **OTC/bilaterális piacon** (9. ábra) az eladó és a vevő között legtöbbször nincsen harmadik közvetítő fél, vagyis az erőművek közvetlenül kapcsolatba lépnek vevőikkel. A piac decentralizált módon működik. Legfontosabb jellemzője, hogy a megkötött szerződések egyénileg kerülnek kialakításra, vagyis az adott vevő igényeire szabhatók. Ellentétben a szervezett piaci formákkal, ahol legtöbbször előre rögzített piaci termékkel (zsinór termelés, csúcsidejű termelés, stb.) előre rögzített fizetési kondíciók mellett kereskednek.

9. Ábra

OTC piac sematikus ábrája



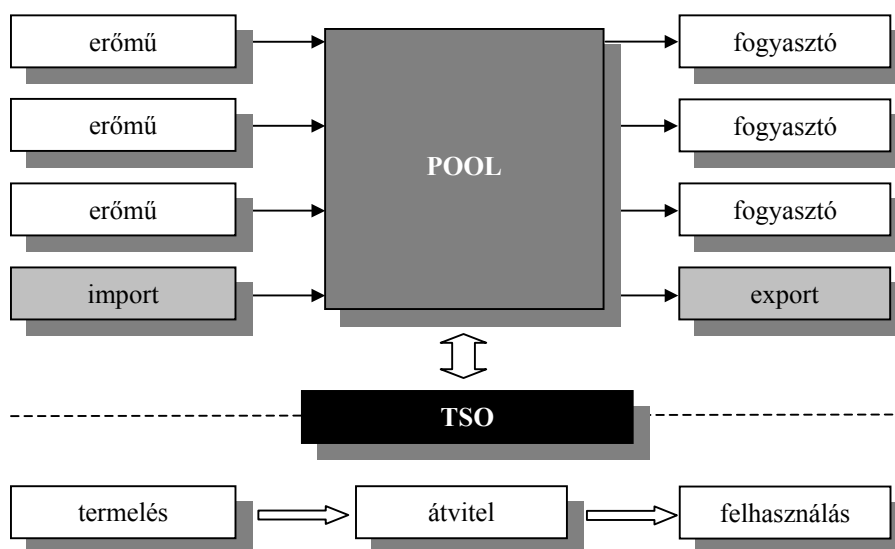
A piaci forma további jellemzője, hogy általában hosszabb távra kötnek a szerződések, így a termelőkapacitások visszatartásával megvalósuló piaci erőfölénnyel való visszaélés ritkábban fordul elő. Hátránya, hogy az árak kevésbé transzparenssek, mint egy szervezett piaci formánál. Így az erőművek árdiszkriminációt alkalmazhatnak egyes vevők között. További hátránya, hogy a piac az egyedi igényekre szabott szerződések következtében kevésbé likvid, mivel a szerződéseknek nem alakulhat ki hatékony másodlagos piaca.

A **szervezett piaci formák** közül a **pool koncepcióját** Hogan dolgozta ki először. [HOGAN, 1993.] A koncepciónak létezik kötelező és nem kötelező pool változata is. Az alábbiakban a kötelező pool

legfontosabb jellemzői kerülnek bemutatásra (10. ábra). A kötelező pool lényege, hogy az erőművek csak a poolt működtető társaságnak adhatják el megtermelt villamos energiájukat, valamint a vevők csak tőle vásárolhatnak. Minden termelő ajánlatokat ad a pool részére egy adott időhorizontot illetően a termelői kapacitására vonatkozó árra. A pool – a keresleti igények kielégítésére – az ajánlati áraknak megfelelő merit order-t fog kialakítani az erőművek üzembe hívására. A piactisztító ár az utoljára elfogadott (kiterhelt) erőmű ajánlati árának megfelelően fog alakulni. Vagyis ezt az árat minden ajánlattevő erőmű megkapja.

10. Ábra

Kötelező Pool sematikus ábrája



A (kötelező) pool koncepciójának két változata létezik aszerint, hogy figyelembe veszi-e a hálózati szűk keresztmetszeteket. Ha nem veszi figyelembe, akkor a pool egy, az egész piacra vonatkozó egységes elszámoló-árat állapít meg, függetlenül attól, hogy a hálózat mely részén helyezkedik el az erőmű. A TSO ha – a piactisztító ár mellett a kialakuló szűk keresztmetszetek következtében – nem tudja egyensúlyban tartani a villamosenergia-rendszert, akkor elrendeli egy vagy több erőmű kibocsátásának az eredeti ajánlathoz képesti módosítását, megszüntetendő a kialakuló áramlások miatti szűk keresztmetszetet. Az addicionális költségek szétosztásra kerülnek az összes erőmű között. E pool modell egyik sarkalatos pontja, hogy a pool és az erőművek közötti ajánlatok alapján megkötött szerződések közvetlenül nincsenek hatással a villamosenergia-rendszer egyensúlyban tartására, vagyis a TSO által végzett átviteli-rendszerirányításra.

A (kötelező) pool koncepciójának másik változata figyelembe veszi a hálózatok átteresztőképességét. A hálózati szűk keresztmetszeteknek megfelelően több egyensúlyi piactisztító ár kerül kialakításra annak érdekében, hogy az átviteli hálózaton ne alakuljanak ki szűk keresztmetszetek. Ez a változat locational pricing-on alapul, amelynek tartalma az 5.1. alfejezetben kerül kifejtésre. A pool ezen változatánál az átviteli-rendszerirányítás, mint piaci szolgáltatás és a nagykereskedelmi piac szimultán működik és az ár

is – részben – szimultán módon határozódik meg, szemben a bilaterális piaci forma és a pool másik változatával.

A pool piaci forma legnagyobb hátránya, hogy az árak kialakulási folyamata „black box”-nak tekinthető az egyszerű piaci szereplő részére, mivel meglehetősen sok információt kell figyelembe venni a hatékony működéséhez. Különösen igaz ez a második fajtájára. További hátránya, hogy a termelők – kapacitások visszatartásával – manipulálni képesek a piacot.

A szervezett piacok másik válfaját az **energiatőzsdék** képezik, amelyek piaci felületként szolgálnak az előre definiált termékek kereskedésére. Ezeken általában rövid távú szerződéseket kötnek (másnap szállításra). Feladatuk tehát elsősorban a rövid távú termékek kereskedelme. Legnagyobb előnyük, hogy tökéletesen megvalósítják az ár-transzparenciát, amit referencia árként lehet használni más kereskedelmi formáknál. Általában nincs kapcsolatuk az átviteli részpiaccal.

Mint ahogy az a bevezetőben említésre került, az Európai Bizottság felismerte a piaci modell hiányosságának a problémáját, s megoldására életre hívta a Firenzei Fórumot, amely munkájának eredményeként megszületett a 1228/2003/EK rendelet. **A rendeletben és annak részét képező iránymutatásokban rögzítettek azonban véleményem szerint egyelőre továbbra sem teremtenek egységes piaci modellt!**

A határkeresztező kereskedelmet gátló, illetve a versenyt torzító két legfontosabb akadálycsoport második tagját az alábbiak szerint definiálhatjuk:

2. sz. akadálycsoport

A határkeresztező kereskedelem fejlődése – s egyben egy valóban egységes belső villamosenergia-piac kialakulása – számára akadályt jelent, hogy az egyes tagállamokban eltérő piaci modellek alakultak ki a villamosenergia-részpiacok és a közöttük lévő kapcsolatok szabályozása tekintetében. A 1228/2003/EK rendelet nem szolgáltat elégséges alapot egy hatékony modell kialakulásához.

A következő fejezetek a két akadálycsoportot és azok hatásait vizsgálják meg közelebbről. A 4. fejezet az 1. sz. akadálycsoportot, az 5. fejezet a 2. sz. akadálycsoportot tárgyalja.

4. A BELSŐ VILLAMOSENERGIA-PIAC INTEGRÁLTSÁGÁNAK TESZTJE

Jelen fejezet különböző mérőszámok segítségével megpróbálja megragadni az Európai Unió belső villamosenergia-piacának integráltságai fokát. A 4.1. alfejezetben az Európai Bizottság által alkalmazott benchmarking jelentések kerülnek bemutatásra, míg a 4.2. alfejezet az európai országok nagykereskedelmi piacain kialakult árak kapcsolatából próbál meg statisztikai alapon következtetéseket levonni.

4.1. Az Európai Bizottság által alkalmazott jelzőszámok

Az Európai Bizottságnak a 2003/54/EK irányelv 28. cikke alapján jelentéstételi kötelezettsége van az Európai Parlament és a Tanács részére az irányelv tagállamok általi alkalmazását illetően (ez a kötelezettsége fennállt a 96/92/EK irányelv 25. cikke alapján is), amely jelentésekben a Bizottság következtetéseket is levon a belső villamosenergia-piac működésére vonatkozóan. A jelentések – az elmúlt három évben – benchmarking formát öltöttek, amelyekben a Bizottság különböző indikátorokat használt a liberalizáció fokának mérésére. [EC, 2001.c, 2003.a, 2004.a]

A jelentések vizsgálati egységei szorosan kapcsolódnak az irányelv egyes előírásaihoz, így a deklarált piacnyitás mértékéhez, az unbundling előírások megvalósítási szintjéhez, az alkalmazott hálózati hozzáférési elvhez, stb. A vizsgálati egységek másik típusát azok a megfigyelések szolgáltatják, amelyek az irányelvi előírások versenyre gyakorolt hatására vonatkoznak. Ezek a tényleges szolgáltató-váltás, a végfogyasztói árak változásának alakulása, a piaci koncentráció, stb. Ezen eredmények mérése fontos, mivel az azok alapját képező irányelvi előírások – tagállamok által történő – megvalósulása nélkül nem alakulhatna ki versenypiac az európai villamosenergia-piacon. **Az alkalmazott mérőszámok azonban – tekintettel arra, hogy országonkénti megfigyelésen alapulnak – nem képesek európai szinten megragadni a piac „elmélyülését”. Továbbá az indikátorok többsége csak arra képes, hogy az irányelv szövegének nemzeti jogrendbe történt átültetéséről adjon számot, a megvalósulás tényleges tartalmának feltárására azonban nem képesek.** A teljesség igénye nélkül nézzünk néhány példát az alkalmazott indikátorokra:

Deklarált piacnyitás mértéke⁴⁵

A tagállami villamosenergia-piacokat fokozatosan, legalább az irányelvben meghatározott minimális mértékben meg kell nyitni, amelyet a tagállamoknak deklarálniuk kell saját nemzeti jogszabályaikban. A fokozatos liberalizáció során folyamatosan csökken az a fogyasztási küszöbérték, amelynél magasabb éves fogyasztással rendelkező fogyasztók, az ún. feljogosított fogyasztók megjelenhetnek a versenypiacon és megválaszthatják, hogy mely erőműtől, vagy villamosenergia-kereskedőtől vásárolnak villamos energiát. A Bizottság második jelentése alapján ez az érték Ausztria, Dánia, Finnország, Németország, Spanyolország, Svédország és az Egyesült Királyság esetében 100%, míg Franciaországnál csak 37%-ot találunk. A probléma ezzel a típusú mérőszámmal az, hogy nem képes figyelembe venni olyan praktikus akadályokat, amelyek megnehezítik az elvben feljogosított fogyasztó tényleges szabadpiacra-lépését. Ilyen akadály lehet pl. a hálózatokhoz való hozzáférés nem átlátható és nem diszkriminációmentes szabályozása az adott tagországban,⁴⁶ de ilyen lehet az erőművi kapacitások hosszú távú szerződésekkel a közüzem számára történt lekötése is.⁴⁷ Ilyen esetekben a deklarált piacnyitás mértéke csak papíron, „elvben létezik”, vagyis a versenypiac nem tud megfelelően fejlődni.

Tényleges szolgáltató-váltás

Szakértők egybehangzó véleménye alapján a deklarált piacnyitás mértékénél érdekesebb a tényleges szolgáltató-váltás jelzőszámát alkalmazni, amely részben orvosolja az előző hiányosságait. A tényleges szolgáltató-váltás indikátora is bír azonban jelentős hiányosságokkal. Az első a korábban már említett információs aszimmetriából ered. Több mint valószínű, hogy a korábban monopol helyzetben lévő szolgáltatóknak nem áll érdekében a tényleges fogyasztói elvándorlásról megbízható információt szolgáltatniuk. A második abból az egyszerű tényből fakad, hogy a szolgáltatók megpróbálják – a jogszabály alapján egyébként feljogosított, de – jelenleg

⁴⁵ A 2003/54/EK irányelv 21. cikke rendelkezik erről.

⁴⁶ Ez különösen Németországban jelent problémát.

⁴⁷ Ez például Magyarországra jellemző, ahol a Magyar Villamos Művek Rt. (MVM Rt.) – mint közüzemi nagykereskedő – hosszú távú megállapodásokat (HTM) kötött a legtöbb hazai erőművel, akik csak szerződéseik MVM-mel történő újratárgyalásával szabadíthatnak fel a szabadpiac számára kapacitásokat. Magyarország esetében ezek a tárgyalások nem folynak sikerrel, mivel a jogszabályi környezet nem ösztönzi a feleket kellő mértékben. A HTM-ek Lengyelországban is problémát jelentenek, bár ott nem a privatizáció során – mint Magyarországon – kötötték meg a HTM-eket, hanem az elavult erőművi park banki forrásból történő modernizációja és egyben környezetvédelmi elírásoknak való megfelelése céljából, egyfajta garanciaként.

saját fogyasztói portfóliójukban lévő fogyasztóikat a szerződéses kondíciók újratárgyalásával (ár, fizetési határidő, stb.) megtartani. Vagyis, ha a szolgáltató-váltás mérőszámára alacsony érték képződik, az nem feltétlenül jelenti a verseny alacsony intenzitását.

Végfogyasztói árak változása

A bizottsági jelentésekben az utóbbi időben rendre megjelenik a végfogyasztói árak változásának mérőszáma, ami véleményem szerint több hiányossággal is küzd. Először is az összehasonlítások nem tárják fel az országok közötti olyan különbségeket, amelyek hatással vannak a villamos energia árára. Ilyenek például az adózási és a környezetvédelmi előírásokban meglévő különbségek, de ide kell sorolni az alkalmazott erőművi technológiákból eredő eltéréseket is. Fontos és megemlítenő, hogy az árcsökkenések mértékét torzítóan befolyásolja, hogy az egyes tagállamokban a bázisértékek, azaz a villamos energia kiinduló árai eltérőek voltak. Vagyis nem biztos, hogy egy adott tagállamban bekövetkezett nagyobb százalékos árcsökkenés abszolút értelemben alacsonyabb végfelhasználói árat eredményez egy olyan tagállamhoz képest, ahol a százalékos változás alacsonyabb szintet ért el. Továbbá egy magasabb extraprofitot nyújtó bázisár bizonyos százalékaról hamarabb lemond a szolgáltató a fogyasztó javára. Vagyis mindebből nem lehet azt a következtetést levonni, hogy – a példánknál maradva – az első tagországban intenzívebb a verseny a második országhoz képest.

A fenti példákkal nem azt akarom állítani, hogy a Bizottság által alkalmazott mérőszámok eleve elhibázottak, csak azt, hogy **nem képesek a belső villamosenergia-piac tényleges integráltságáról (teljes) képet adni**. A Bizottság mutatószámai között ugyanakkor találunk a problémakör megragadására alkalmasabbat is. Ez az **erőművi piaci koncentráltaságról** árul el információkat, amely kiindulópontja lehet olyan elemzéseknek, amelyek a piaci erőfölénnyel való visszaélések lehetőségét vizsgálják.⁴⁸

⁴⁸ Lásd 3.3. alfejezet.

4.2. Statisztikai alapú megközelítések

A belső villamosenergia-piac közgazdasági – és kevésbé jogi – értelemben vett integráltságáról többet árulnak el az olyan mutatószámok, amelyek a különböző szabályozási zónákon belüli nagykereskedelmi piacokon kialakuló árak közötti összefüggésekről (kapcsolatokról) árulkodnak. Erre a célra legtöbbször korreláció- és regresszió-számításokat alkalmaznak, amelyekkel **megállapítható, hogy az egyes országok nagykereskedelmi piaci alkotnak-e együttesen egy integrált piacot. Ha igen, akkor az egyes országok nagykereskedelmi piacain kialakuló árak között erős korreláció figyelhető meg, amely egyben azt is jelenti, hogy a piacok hatékonyan működnek, mivel a piaci árak megfelelő mértékben tükrözik az összes hozzáférhető piaci információt. A közgazdasági elmélet szerint egy integrált villamosenergia-piacon ez azt jelenti, hogy az egyes országok közötti árak – ceteris paribus – az országokat összekötő szűkös határkeresztező kapacitások használati jogának árával különböznek csak, amelyen keresztül az arbitrázs kiegyenlíti a nagykereskedelmi piacok árait.** [SCHWEPPE, et al, 1988.] Vizsgáljuk meg először elméletben egy észak–dél típusú hálózati modell segítségével a szűk keresztmetszetet jelentő átviteli kapacitás – mint szűkös erőforrás – egyensúlyi árának meghatározódási és a piacok közötti árnivelláció folyamatát (*1. modellpélda*).

1. Modellpélda

Szűk keresztmetszetet képező átviteli kapacitás egyensúlyi árának elméleti meghatározódási folyamata

Modellfeltevések

Tételezzük fel, hogy a két szabályozási zóna közül az északi inkább termelői, a déli inkább fogyasztó súlypont. Dél csúcsidejű terhelése éppen túllépi az 1GW-t, de jelenleg nem haladja meg a 800MW-ot, továbbá rendelkezik összesen 500MW termelői kapacitással. Észak fogyasztása nem haladja meg 100MW-ot, valamint több mint 500MW termelői kapacitással rendelkezik. A két szabályozási zónát egy 500MW teljesítményű átviteli kapacitás kapcsolja össze.

Tételezzük fel továbbá, hogy a szabályozási zónákon belül nem alakulnak ki szűk hálózati keresztmetszetek, így a zónákat homogén csomópontoknak tekintjük. Mind északon, mind délen nagyszámú kis beépített kapacitással rendelkező erőműveket találunk. Az erőművek az egyes szabályozási zónákon belül azonos technológiai és gazdasági adottságokkal rendelkeznek, eltérés csak a két zóna – mint entitások – között mutatkozik, vagyis a két szabályozási zónának eltérő a kínálati függvénye, adottnak véve az alábbi költségstruktúrát:

AFC: 20EUR/MWh; AVC: 100MW-ként 2EUR/MWh $\rightarrow S_{\text{észak}}:$ **20+Q/50**

AFC: 40EUR/MWh; AVC: 100MW-ként 2EUR/MWh $\rightarrow S_{\text{dél}}:$ **40+Q/50**

További modellfeltevés, hogy az átviteli kapacitás allokálását lebonyolító piac független a szabályozási zónákon belüli bilaterális alapon működő nagykereskedelmi piacoktól, azaz független termékként kereskednek vele az átviteli kapacitás részpiacra. Az átviteli kapacitás eredeti tulajdonosa nem bír piaci erőfölénnyel. S végül, nem kerülnek figyelembevételre rendszerhasználati díjak.

A modellfeltevésekből látható, hogy a déli és északi piac egyensúlyi ára eltérő szinten fog beállni, **lehetőség nyílik arbitrálni**, azaz a déli piac fogyasztási igényének egy részét északon megtermelt villamos energiából kielégíteni. **Tiszta versenypiaci körülmények között az átviteli kapacitás allokálását lebonyolító piacon az átviteli kapacitás ára egyenlő lesz a szabályozási zónák nagykereskedelmi piacán kialakuló egyensúlyi árak különbségével.** Példánknál maradva tehát:

$$P_{\text{észak} \rightarrow \text{dél}} = P_{\text{dél}} - P_{\text{észak}}$$

A fenti egyenlet alapján az átviteli kapacitás ára negatív, nulla és pozitív értékeket egyaránt felvehet. A modellfeltevések **negatív értéket kizárnak**, mivel az adott keresleti és kínálati függvények nem engedik meg, hogy délen alacsonyabb nagykereskedelmi egyensúlyi ár alakuljon ki, mint északon. **Nulla értéket** akkor vesz fel, ha a két szabályozási zóna közötti villamosenergia-kereskedelem során az átviteli vezeték terhelése nem haladja meg annak kapacitását. Ekkor az átviteli kapacitás – közgazdasági értelemben – nem jelent szűkös erőforrást, vagyis nem bír „tényleges” hasznossággal, ára nulla lesz. Az arbitrázs során a nagykereskedelmi (erőművi) árak közvetlenül nivellálódnak. A fogyasztók mind északon, mind délen azonos árat fognak fizetni. **Pozitív értéket** akkor vesz fel, ha az átviteli kapacitás fizikai értelemben szűk keresztmetszetet jelent, vagyis dél kereslete éppen meghaladná az 1GW-ot. Ekkor az átviteli kapacitás – közgazdasági értelemben – szűkös erőforrást képez, vagyis „tényleges” hasznossággal bír, ára pozitív értéket fog felvenni. Így északon és délen egymástól – az átviteli kapacitás árával – eltérő nagykereskedelmi egyensúlyi árak alakulnak ki. Az árkülönbség csak abban az esetben tűnik el, ha az átviteli kapacitás nem jelent szűk keresztmetszetet, vagyis a délen keresett mennyiséget teljes mértékben ki lehet elégíteni a déli és az észak termelésből együttesen. Ekkor az átviteli kapacitás piaci ára nulla.

Az európai villamosenergia-piac integráltságának statisztikai alapon történő tesztelését – többek között – Brower [BROWER, 2002.] végezte el, aki által használt módszertant Boisseleau [BOISSELEAU, 2004.] fejlesztette tovább. Az alábbiakban Boisseleau módszertana, majd elemzéseinek eredménye kerül röviden ismertetésre.

Módszertan

Boisseleau elemzéseihez alapvetően szervezett piaci adatokat használt, mivel ezek a legkönnyebben hozzáférhetőek. A vizsgált adatok forrásai: United Kingdom Power Exchange (UKPX), French Power Exchange (Powernext), Leipzig Power Exchange (LPX), Amsterdam Power Exchange (APX), Nord Pool,⁴⁹ Companhia Operadora del

⁴⁹ A Nord Pool (Nordic Power Exchange) a Nordel centralizált nagykereskedelmi piaca.

Mercado Español de Electricidad (Omel). Ugyanakkor megpróbálta figyelembe venni a bilaterális alapon kötött szerződések tranzakcióit is.⁵⁰ A vizsgálat a 2002-es évre vonatkozott. A szervezett piaci órai adatokat naponként átlagolta, amely eljárással egyrészt meg lehet tisztítani az értékeket a szezonalitástól, másrészt azonos alapra lehet hozni a napi OTC átlagértékekkel. Tekintettel arra, hogy a munkanapok és a hétvégék forgalma jelentős különbséget mutat, csak a munkanapok értékeit vette figyelembe.⁵¹

Boisseleau – és őt megelőzően Brower is – Schweppe a nagykereskedelmi piacok árnivellálódásáról szóló elméletét használta fel, melynek lényegét az *1. modellpéldában* bemutattam. Ha a vizsgált adatok forrásaiul szolgáló piacok egy integrált európai villamosenergia-piac részei, akkor az áraknak együtt kell mozogniuk.

Boisseleau lineáris korrelációs számítást és a legkisebb négyzetek módszerével regressziós számítást hajtott végre a szezonálisoktól megtisztított idősorokon, párokba rendezve azokat.

A korrelációs számítás eredményei

Az elvégzett számítások eredményei azt mutatják, hogy az egyes nemzetállami villamosenergia-piacok nem alkotnak egy integrált európai villamosenergia-piacot.

Ugyanakkor legalább két szupranacionális regionális piacot ki lehet mutatni. Az egyik a Nord Pool, a másik Németország és Franciaország párosa, míg a vizsgálatba bevont három másik tagország, Spanyolország, Hollandia és az Egyesült Királyság inkább izolált piacoknak tekinthetők.

Érdekes eredmény, hogy a norvég-svéd tandem esetében a korrelációs együttható 0,99-es értéket vett fel, azaz a két ország árai közötti kapcsolat majdnem függvényyszerű, az árak szinte tökéletesen együtt mozogtak a vizsgálat időszakban. A Nord Pool egészére az értékek 0,75 fölött alakultak. Az adatok azt is felfedték, hogy a Nord Pool és Európa többi piaca között a kapcsolat gyengén sztochasztikus, vagy egyáltalán nincs kapcsolat,

⁵⁰ A kontinentális Európában a villamosenergia-forgalom döntő hányada bilaterális alapon kötött. Ezen információk természetesen nem publikusak. A Platts European Power Daily azonban közöl iparági átlagértékeket.

⁵¹ A szervezett piaci órai adatok naponkénti átlagolására, valamint csak a munkanapok adatainak figyelembevételére azért van szükség, hogy a félrevezető túlságosan determinisztikus jellegű kapcsolatok kiszűrésre kerüljenek.

mint például Spanyolország esetében. Vagyis a Nord Pool szinte teljesen elszigetelten működik.

Németország és Franciaország esetében a korrelációs együttható 0,75-ös értéket vett fel, vagyis a kapcsolat erősen sztochasztikus jellegű. Ez nem véletlen, hiszen a két ország között meglehetősen nagy az energiacsere nagysága. A német–francia tandem a többi vizsgált piaccal közepes, vagy gyenge sztochasztikus kapcsolatban állt.

A korrelációs számítás alapján elmondható, hogy az egyes piacokon kialakuló árak közötti kapcsolat gyengén sztochasztikus, ami az arbitrázs hatékonyságának alacsony szintjét és az integráltság alacsony fokát jelzi. Csak a két szupranacionális piacnak számító regionális piacon tekinthető hatékonynak az arbitrázs és csak ezek a piacok minősülnek integráltnak.

A regressziószámítás eredményei

Boisseleau Norvégia és Svédország esetében a regressziószámításnál hasonlóan jó eredményt kapott, a regressziós együttható 0,97-es értéket vett fel, vagyis az egyik piacon bekövetkező árváltozást a másik piacon bekövetkező árváltozás 97%-ban megmagyarázza. A magas érték egyébként jellemző magára a Nord Pool egészére is.

Németország és Franciaország esetében a regressziós együttható már nem ilyen ígéretes a 0,55-ös értékkel. A vizsgálatba bevont többi ország esetében a regressziós együttható minden esetben 0,2 alatt maradt.

Egy rövid gondolat erejéig érdemes kitérni Franciaország és Németország viszonyára, ami aszimmetrikus képet mutat, mivel előbbi inkább az exportőr, míg utóbbi inkább az importőr szerepét tölti be kettejük viszonyában. A jelenség hátterében az áll, hogy a francia beépített erőművi kapacitás több mint 70%-át alacsony határköltségű atomerőművek alkotják, melyekben megtermelt villamos energia versenyelőnyben van az ár szempontjából. Ezzel az aszimmetriával magyarázható az alacsonyabb regressziós együttható érték, mivel jellemzően a francia árak a független és a németek a függő változók, vagyis a német piacon kialakuló árak – tekintettel arra, hogy Németország inkább importál – kevésbé magyarázzák a franciaországi árakat.

A regressziószámítások alapján is elmondható, hogy az egyes nemzetállami villamosenergia-piacok nem alkotnak egyetlen integrált európai villamosenergia-piacot. Egyedüli kivételnek a regionálisan integrált Nord Pool tekinthető.

A fent bemutatott elemzés során Boisseleau Schweppe elméletének csak egyik részét használta fel, bár erről ő nem tesz említést! **Vagyis az elemzésből nem derül ki a szűkös jószágot jelentő határkeresztező kapacitások beárazódásának problematikája.** Éppen ezért – ellentétben Boisseleau-val – csak arra vonható le következtetés, hogy az egyes nemzeti piacok nem megfelelő nagyságú határkeresztező kapacitással vannak összekötve, így az arbitrázs lehetősége nem lehet teljes az árak nivellációjának elérése céljából. **Vagyis az 1. Hipotézisnek megfelelően csak akkor alakulhat ki az európai együttműködő villamosenergia-rendszeren egy versenyalapú integrált belső villamosenergia-piac, ha a jelenleg – közgazdasági értelemben – elszigetelten működő nemzeti villamosenergia-rendszerek határmetszékein megfelelő mennyiségben állnak rendelkezésre átviteli kapacitások.**

Fontosnak tartom még egyszer megjegyezni: a jelenleg rendelkezésre álló határkeresztező kapacitások a 96/92/EK irányelv – vagyis a piacnyitás – előtti piaci filozófia igényeit kielégítő mennyiségben lettek kiépítve. Az árkülönbségeket kihasználó versenyalapú – tehát nem csak a nemzeti rendszerek egyensúlyban tartása érdekében végzett célzott energiacsere – filozófiát azonban már nem tudják kielégíteni!

4.3. A regionálisan integrált belső villamosenergia-piac modellje

A fenti problémakör kezelésére kézenfekvő megoldást jelent a határkeresztező kapacitások olyan mértékű fejlesztése, hogy az egyes országok határán lehetőleg ne, vagy csak kisebb mértékben alakulhassanak ki szűk keresztmetszetek. Az Európai Bizottság ezért a Transzeurópai Hálózatok Programja [Trans-European Networks (TEN)] keretében prioritásként jelölte meg a villamosenergia-szállítópályák fejlesztését. A kezdeményezés helyes, ugyanakkor véleményem szerint nehezen várható el egy ilyen közösségi programtól, hogy megoldást találjon az említett problémára.

Mintegy 10 évvel ezelőtt, a közlekedési hálózatok fejlesztésének mintájára az Európai Unió tagállamai elfogadták az energetikai hálózatok fejlesztése támogatásának programját, a konkrét fejlesztési feladatok megjelölésével. A program intenzitására jellemző, hogy tényleges hálózatfejlesztésre az elmúlt 10 év alatt 3 esetben adtak támogatást (a fejlesztési érték 10%-ának erejéig), míg a fejlesztéseket megalapozó

előkészítő tanulmányok és tervek támogatására 150 esetben (átlagosan 30%, de legfeljebb 40%-os mértékig). Ennek a gyenge eredménynek az oka, hogy 2003-ig bezárólag a támogatás éves keretösszege mindösszesen 20 millió euró volt, amit 2004-ben – az új tagokra való tekintettel – 23 millióra emeltek, azaz a 10 új belépő reálisan 3 millió EUR-on osztozhat. Azt hiszem, nem kell külön kiemelni, hogy ez az összeg – egy olyan infrastruktúra-intenzív iparágnál, mint a villamosenergia-ipar – az éves beruházási nagyság töredékét éri csak el, ami több, mint elszomorító.

Az energetikai hálózatok fejlesztési támogatásának legújabb programcsomagja [EC, 2004.b] jelenleg döntéshozatali eljárás keretében a Tanács előtt van. Az aktuális határozattervezet egyrészt rögzíti a pályáztatás feltételeit, szabályait (vezérelvek), másrészt felsorolja azokat a projekteket, melyekre a tagországok szervezetei pályázhatnak. Fontos elem, hogy **állami támogatás** csak a megújuló energiaforrások és a hatékonyságnövelés projektjeire adható, **hálózatfejlesztésre nem**. A határozattervezet melléklete konkrét fejlesztési javaslatokat is tartalmaz. A többször egyeztetett bizottsági javaslat az alábbi kérdésekben nem tudott dűlőre jutni:

- A dokumentum formája: guideline, vagy rendelet legyen-e (a Bizottság rendeletet szeretne elfogadtatni, amit a többség támogat).
 - Külön vita tárgyát képezi a mellékletek száma. A tagországok három mellékletet javasolnak: az I. melléklet a prioritást élvező javaslatokat, a II. melléklet közösségi érdeklődésre számot tartó javaslatokat, a III. melléklet pedig a II. mellékletben foglaltak kicsit részletesebb kifejtését tartalmazná. A Bizottság még egy mellékletet javasolt felvenni, amelyben a „tengely”-nek nevezett fő szállítási útvonalak szerepeltek volna, de a tagországok ezt – mint nehezen értelmezhető javaslatot – elvetették. A fenti mellékletekben természetesen magyar javaslatok (MVM Rt., MOL Rt.) is szerepelnek.
-

Ehelyett inkább két irányba érdemes elmozdulni:

- Egyrészt olyan – a piaci szereplők felé gazdasági jelzéseket küldeni képes – szabályozást kialakítani, amely befolyásolja a piaci szereplők kereskedelmi és/vagy a termelési és fogyasztási helyeikre vonatkozó döntéseit, hogy a meglévő határkeresztesző kapacitások hatékonyabban legyenek kihasználva. Ezen kérdéskörrel az 5.4. alfejezet foglalkozik részletesebben.
- Másrészt első lépésként törekedni kell a regionális integrált piacok további kialakítására (lásd 4.2. alfejezet), majd az ezek között meglévő határkeresztesző kapacitásokat kell megerősíteni.

Az Európai Bizottság felismerte ez utóbbi alternatívában rejlő lehetőséget és az egyik legújabb stratégiai dokumentumában már egy regionálisan integrált belső villamosenergia-piacot vázol fel (*II. ábra*), vagyis a Bizottság legalább két lépcsőben próbálja megvalósítani eredeti tervét. [EC, 2003.b] A dokumentumból és az azóta

megjelent elemzésekből kiderül, hogy **a regionálisan kialakított piacokon belül lehetőség szerint meg kell szüntetni a határkeresztező szűk keresztmetszeteket, valamint azonos piacszervezési modelleket kell kialakítani (vagyis meg kell szüntetni a 2. sz. akadálycsoportot).** Második lépésként pedig ezen piacok közötti modellbeli összhangot kell megteremteni, valamint növelni kell az azokat összekapcsoló infrastruktúra teljesítményét.

Véleményem szerint ez egy járható út, hiszen regionálisan integrált piacokon belül sokkal egyszerűbb közös nevezőre jutni a piaci szereplők között. Problémát jelent ugyanakkor, hogy ennek az elképzelésnek miként lehet érvényt szerezni, tekintve, hogy egyelőre nincs EU jogszabályi alapja. Valószínű, hogy az Európai Bizottság e probléma megoldásában nagymértékben támaszkodni fog a 2003 novemberében általa felállított Európai Villamosenergia- és Gázipari Szabályozó Hatóságok Csoportjának munkájára. [EC, 2003.c]

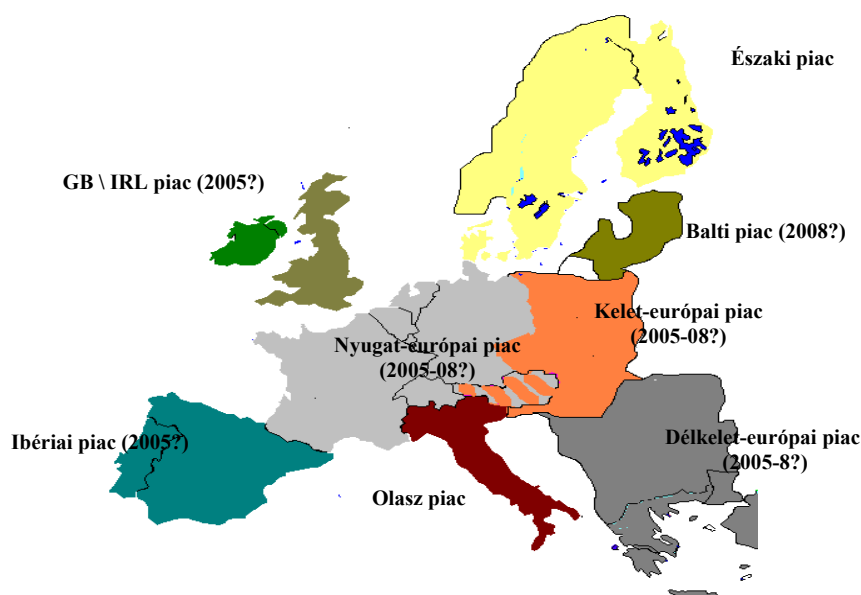
Az Európai Villamosenergia- és Gázipari Szabályozó Hatóságok Csoportjának felállítását az Európai Bizottság azzal a ténnyel indokolta, hogy a CEER-t nem ismeri hivatalos aktorként az EU döntéshozatali rendszere, ezért a Csoport életre hívása megerősíti a nemzeti szabályozóhatóságok szerepét a belső villamosenergia- és gázpiac továbbfejlesztésével kapcsolatos európai jogszabály-alkotási munkában.

A Csoport saját kezdeményezésére, vagy az Európai Bizottság felkérése alapján tanácsadói feladatot lát el a Bizottság mellett az európai belső energiapiac elmélyítése céljából, különös tekintettel a villamosenergia- és gázpiacra vonatkozó jogszabálytervezetek előkészítésére. A Csoportnak elő kell segítenie a nemzeti szabályozóhatóságok közötti konzultációt, koordinációt és kooperációt annak érdekében, hogy a 2003/54/EK irányelv, a 2003/55/EK irányelv, valamint a 1228/2003/EK rendelet intézkedései következetes alkalmazásra kerüljenek minden tagállamban.

A szkeptikusokban rögtön felmerül a gondolat, hogy ez a megoldás kevésbé előre, mint inkább visszalépést jelent. Ugyanakkor ne felejtjük el, hogy az európai integráció számos területén a kis és időben elnyújtott lépések politikája eddig mindig célravezetőbb volt, mint az egyszerre nagyobb elve!

11. Ábra

Regionálisan integrált belső villamosenergia-piac Bizottsági elképzelése



Forrás: [EC, 2003.b]

Vegyük észre, hogy a 11. ábrán a Bizottság pontosan azokat a regionális piacokat tüntette fel, amelyek a statisztikai elemzések eredményeiből kirajzolódtak, jóllehet az elemzés nem foglalkozott a keleti piacokkal, de egyrészt tapasztalati úton, másrészt műszaki úton igazolható, hogy azok regionálisan elkülönülten működnek.

A fentiek alapján a regionális piacokat⁵² összekötő kritikus határkeresztező kapacitásokat – a legfontosabb specifikus problémákra összpontosítva – érdemes közelebbi vizsgálat alá vonni, így:

- a francia-spanyol határt;
- az olasz piacot;
- a francia-német tandem északi piaccal való kapcsolatát, azaz a német-dán határt;
- Hollandiát és Belgiumot;
- az Egyesült Királyságot és Írországot; valamint
- Görögországot.

A vizsgálat során nemcsak a statisztikai elemzések empirikus igazolására szorítkozom – vagyis arra, hogy valóban kialakulnak-e szűk keresztmetszetek – hanem arra is, hogy milyen eljárásokat (piaci modell) alkalmaznak a szűkös (határkeresztező kapacitás) jószágok allokálására. Az eljárások elméleti kifejtését az 5. fejezet tartalmazza. (Az alábbiakban olyan fogalmakat is használlok, amelyeket a következő fejezet

⁵² A kézirat lezárásának időpontjában sajnos nem áll rendelkezésemre a balti-, a kelet-európai- és a délkelet-európai regionális piacokra vonatkozó megbízható adattár.

vezet be és definiál először. Ezt a nem túl elegáns megoldást szerkesztési megfontolások miatt választottam.)

Francia-spanyol határ

A 4.2. alfejezet tanulsága szerint Franciaország és Németország regionálisan integrált piacnak tekinthető, így figyelmünket alapvetően Franciaország másik nagy szomszédjára, Spanyolországra kell irányítanunk. Ez annál is inkább szükséges, mivel mind a korrelációs, mind a regressziós elemzések alapján az ibériai félsziget piaca meglehetősen izoláltan működik.

A francia-spanyol határon található metszéken gyakorta szűk keresztmetszetek alakulnak ki spanyol irányba. Legfőbb problémák: (1) A metszék átviteli kapacitása (1100 MW) nem haladja meg az Ibériai-félsziget beépített kapacitásának 2%-át. (2) Szűkösség esetén a rendelkezésre álló hálózati kapacitások elosztásának módja a „first come – first serve”, illetve a „pro rata” eljárás. (3) Az allokáció időhorizontja napi, nincs hosszabb időtáv. (4) A kapacitások 45%-át hosszú távú szerződések kötik le spanyol irányba. (5) A „use it or lose it” elv alkalmazása csak az elmúlt évben került bevezetésre. (6) A kiosztott kapacitásoknak nincs másodlagos piaca. (7) Az érintett szabályozási zónák rendszerirányítói között nincs koordináció a kapacitásallokáció során, illetve a szállításokat nem nettósítják.

A szűk keresztmetszetek kezelése során ugyanakkor – az egyes szabályozási zónákon belül – alkalmazzák az újra-teherelosztás módszerét.

Az 1990-es évek közepén döntés született a rendszerösszekötő átviteli kapacitás új határkeresztező vezetékszakaszok megépítése általi 1000 MW-tal történő bővítéséről. A beruházás francia környezetvédelmi kifogások miatt a mai napig sem indult meg.

Az EDF és az RTE legújabb elképzelése szerint 4000 MW-ra bővülne az átviteli kapacitás, melyből 2002 végére 300 MW épült meg, középtávon pedig 1200 MW épülne meg. Az új beruházásokkal a francia-spanyol határon található metszések átviteli kapacitása elérné az ibériai félsziget beépített kapacitásának 7%-át, valamint Spanyolország beépített kapacitásának 8%-át. Figyelembe véve a beruházások megindulásának lassúságát, elhúzódó ütemezését, valamint a hosszú távú szerződések magas arányát, nehéz arra a következtetésre jutni, hogy az új értékek kielégítenék a piac igényeit, illetve segítenék az ellátásbiztonság megőrzését.

Olaszország

Olaszország ugyan nem szerepelt a statisztikai elemzésekben, de földrajzilag periférikus helyzete, illetve óriási importja alapján tapasztalati úton igazolható regionálisan és egyben más piacoktól elszigetelten működő mivolta.

A francia-olasz (2600 MW), svájci-olasz (2800 MW), valamint az osztrák-olasz (220 MW) határokon található metszéken mindig szűk keresztmetszetek alakulnak ki olasz irányba, annak ellenére, hogy – a francia-spanyol határhoz képest – az olasz átviteli kapacitás nagysága eléri Olaszország beépített kapacitásának 7%-át. Kialakulásukban elsődleges okként (1) a Franciaországból származó magas importot, illetve annak lebonyolítására kötött hosszú távú szerződések magas hányadát (69%) lehet említeni. További problémák: (2) Az olasz határokon a rendelkezésre álló hálózati kapacitások elosztásának módja a „first come – first serve”, illetve a „pro rata” eljárás. (3) Az allokáció időhorizontja

évi, illetve napi, vagyis hiányzik a havi időtáv. (4) A „use it or lose it” elv nem kerül alkalmazásra minden határmetszéken. (5) A kiosztott kapacításoknak nincs mindenhol másodlagos piaca. (6) Az érintett szabályozási zónák rendszerirányítói között nincs mindenhol koordináció a kapacitásallokáció során, illetve (7) a szállításokat nem nettósítják.

Az olasz erőművi kapacitásfejlesztési elképzelések szerint közép- és hosszú távon az ország képes lesz lefedni a villamosenergia-igény várható növekményét, ez azonban sem rövid-, sem középtávon nem képes enyhíteni a határkeresztező metszések intenzív igénybevételét és az azokon kialakuló szűk keresztmetszetek problémáját.

A határkeresztező átviteli kapacítások új vezetékszszakaszok megépítésével történő bővítésére több elképzelés is van. Így például új 380 kV-os távvezetékek létesítése mindhárom irányba. Ezen kapacitásbővítések elengedhetetlenek ahhoz, hogy rövid távon fedezni lehessen Olaszország villamosenergia-igényének növekményét.

Belgium és Hollandia

Annak ellenére, hogy Belgium és Hollandia határkeresztező átviteli kapacitása meghaladja a két ország beépített kapacitásának rendre 21% és 17%-t, a francia-belga metszéseken belga irányba, míg a német-holland metszéseken holland irányba alakulnak ki gyakorta szűk keresztmetszetek. (Ennek egyik oka a következő fejezetben részletesen bemutatásra kerülő (1) loop flow-nak tudható be.) Szűkösség esetén a rendelkezésre álló hálózati kapacítások elosztásának módja német-holland viszonylatban: aukciós eljárás. Az allokáció időhorizontja évi, havi és napi. Problémát jelent, hogy (2) a kapacítások 46%-át hosszú távú szerződések kötik le holland irányba, valamint (3) a szállításokat nem nettósítják.

Szűkösség esetén a rendelkezésre álló hálózati kapacítások elosztásának módja francia-belga viszonylatban (4) a „first come – first serve”, illetve a „pro rata” eljárás. (5) Az allokáció időhorizontja havi, illetve napi, vagyis hiányzik az éves időhorizont. További problémát jelent, hogy (6) a kapacítások 72%-át hosszú távú szerződések kötik le belga irányba. (7) A kiosztott kapacításoknak nincs másodlagos piaca.

A belga-holland határon ugyanakkor – bármely viszonylatot is nézzük – csak ritkán alakulnak ki szűk keresztmetszetek. (Vagyis benelux viszonylatban a belső hálózat megfelelően méretezettnek tekinthető.) Szűkösség esetén a rendelkezésre álló hálózati kapacítások elosztásának módja: aukciós eljárás (mindkét viszonylatban).

A holland határkeresztező átviteli kapacítások új vezetékszszakaszok megépítésével történő bővítése közép- és hosszú távon elengedhetetlen, tekintettel arra, hogy a holland végfelhasználói árak jócskán meghaladják a szomszédos országok végfogyasztói árait, valamint csak így fedezhető biztonságosan az ország növekvő villamos energia igénye. A belga határkeresztező átviteli kapacítások új vezetékszszakaszok megépítésével történő bővítésére 2002-es adatok szerint még nincsenek konkrét elképzelések. A beruházási döntések azonban tovább nem halogathatók, figyelembe véve azt a tényt, hogy a belga ipari fogyasztók importképessége jelenleg csekélynek mondható.

Német-dán határ

Az elmúlt évtizedben Németország északi szövetségi államaiban és Dániában (1) nagyságrendekkel növekedett a szélergia hasznosításával értékesítésre termelt villamos energia mennyisége, melynek következtében – az éppen rendelkezésre álló szélergia függvényében – a két ország határán található metszékeken gyakorta alakulnak ki szűk keresztmetszetek, elsősorban Németország irányába. Szűkösség esetén a rendelkezésre álló hálózati kapacitások elosztásának módja: aukció. A kapacitásaukción az utóbbi időben (2) magas egyensúlyi ár alakult ki, ami csökkenti a megújuló energiaforrásból termelt villamos energia versenyképességét. Kutatói előrejelzések azzal számolnak, hogy a közeljövőben emelkedni fog Svédország és Norvégia kontinentális Európából származó villamos energia importja, ami csökkentheti a német-dán határmetszékeken kialakuló szűk keresztmetszetek gyakoriságát. (Az előző piacok eseteihez hasonló modellproblémákat lásd a 2. táblázatban.)

Írország

Írország villamos energia igénye rohamosan növekedésnek indult az elmúlt évtizedben, különösen a csúcsterhelés emelkedett meg, csaknem 50%-kal. (1) Írország és az Egyesült Királyság közös határán található metszékek átviteli kapacitása ugyanakkor nem haladja meg Írország beépített kapacitásának 5%-át. Figyelembe véve a tényt, hogy Írország (2) termelői piaca meglehetősen oligopolisztikus képet mutat, feltétlenül szükséges az átviteli kapacitások bővítése. Ezt célozza az a projekt, melynek keretében 600 MW-ra kívánják növelni a fent említett határmetszék kapacitását. (Az előző piacok eseteihez hasonló modellproblémákat lásd a 2. táblázatban.)

Egyesült Királyság

Az Európai Unióban Spanyolország mellett az Egyesült Királyság rendelkezik a (1) legalacsonyabb határmetszéki átviteli kapacitással, ami nem haladja meg az ország beépített kapacitásának 3%-át. Ez a tény azonban ellátásbiztonság szempontjából mégsem jelent akkora kockázatot az ország számára, mint például Spanyolországban, vagy Írországon, ahol a termelői piacok koncentrációja még mindig igen magas. Mind a közeli, mind a távolabbi jövőben szükséges, hogy a fogyasztói igények minél hatékonyabb kielégítése, valamint a villamos energia belső piac fejlesztése érdekében a határkeresztező átviteli kapacitások új vezetékszszakaszok megépítésével bővítésre kerüljenek. A fentieket látszik igazolni az a tény, hogy 2000/2001 évek során Franciaország–Egyesült Királyság viszonylatban a határkeresztező kapacitások aukciós allokációja során kialakult egyensúlyi ár 5,75–6,75 MWh között mozgott, ami megfelel a brit nagykereskedelmi ár 22–26%-ának. A Franciaországba irányuló határmetszéki – jelenleg 2000 MW-os – átviteli kapacitásnak további fejlesztésére egyelőre nincs konkrét projekt. (Az előző piacok eseteihez hasonló modellproblémákat lásd a 2. táblázatban.)

Görögország

(Az előző piacok eseteihez hasonló modellproblémákat lásd a 2. táblázatban.) Az 1990-es dél-szláv háborúk következtében Görögország szárazföldi UCTE kapcsolata megszűnt. A háború és a helyreállítási munkák befejeződése után ez a közvetett kapcsolat helyreállt. A térség politikailag továbbra is törekény egyensúlya, illetve a görög villamos energia igény felfutása – még akkor is, ha a közeljövőben új görög

termelői kapacitások állnak üzembe – szükségessé tette egy 500 MW-os tengeralatti kábelkapcsolat kiépítését Olaszország irányába. A helyzet konszolidálása érdekében 2002 márciusában hívták életre a délkelet-európai egységes regionális villamosenergia-piac megteremtésére irányuló kezdeményezést is⁵³, ami – a teljesség igénye nélkül – az alábbi célokat tűzte maga elé:

- a villamosenergia-ellátás hozzáférhetőségének, hatékonyságának és megbízhatóságának javítása a régióban, elfogadható költségek mellett;
- 2005-ig teljes integráció az EU belső villamos energia piacába;
- 2005-ig piacnyitás, egyes fogyasztói csoportok feljogosítása, szabad hozzáférés megvalósítása az országos hálózatokhoz; valamint
- a nemzetközi és hazai befektetéseket ösztönző politikai, szabályozási és kereskedelmi környezet kialakítása.

A folyamat számos részterületet nemzeti kompetenciába utal, ezek közül a legfontosabbak: (1) szabályozó hatóság, független rendszerirányító létrehozása; (2) az EU szabályozással konform üzemi- és hálózati szabályzatok kidolgozása.

A 2. táblázat tömören összefoglalja a fent leírt legfontosabb tényeket.

2. Táblázat

Fontosabb kritikus határkeresztesző kapacitások Európában

metszék-viszonylat	kapacitás (MW)	allokáció módja	allokáció időhorizontja	másodl. kapacitás piac	áramlások nettó.	„Use-it or lose-it elv”	koordináció	hosszú távú szerződés	szűk keresztmetszet
francia-spanyol	1100	FF*/PR**	napi	nincs	nincs	igen	nincs	45%	gyakori
spanyol-francia	1000	FF/PR	napi	nincs	nincs	nem	nincs	-	ritkán
francia-olasz	2600	PR	évi/napi	van	nincs	igen	igen	69%	mindig
olasz-francia	2200	FF	napi	nincs	nincs	nem	igen	-	soha
svájci-olasz	2800	PR	évi/napi	nincs	nincs	nem	nincs	29%	mindig
olasz-svájci	3100	FF	napi	nincs	nincs	nem	nincs	-	soha
osztrák-olasz	220	FF/PR	napi	nincs	nincs	nem	nincs	50%	mindig
olasz-osztrák	220	FF	napi	nincs	nincs	nem	nincs	-	soha
francia-belga	2200	FF/PR	havi/napi	nincs	igen	igen	van	72%	mindig
belga-francia	3100	FF/PR	havi/napi	nincs	nincs	igen	van	16%	soha
német-holland	2800	aukció	évi/havi/napi	van	nincs	igen	van	46%	gyakori

⁵³ **Részes tagállamok:** Albánia, Bosznia-Hercegovina, Bulgária, Horvátország, Görögország, Románia, Jugoszlávia, Macedónia, Törökország, valamint az ENSZ koszovói megbízottja. **Támogatók:** az Európai Bizottság alelnöke, a Stabilitási Paktum különleges koordinátora. **Megfigyelők:** Magyarország, Olaszország.

metszék- viszonylat	kapacitás (MW)	allokáció módja	allokáció időhori- zontja	másodl. kapacitás piac	áramlá- sok nettó.	„Use it or lose it elv”	koordiná- ció	hosszú távú szerződés	szűk kereszt- metszet
holland- francia	1350	aukció	évi/havi/ napi	van	nincs	igen	van	-	ritka
dán (nyugat)- német	1200	aukció	évi/havi/ napi	van	igen	igen	van	45%	gyakori
német- dán (nyugat)	800	aukció	évi/havi/ napi	van	igen	igen	van	-	nem gyakori
dán (kelet)- német	550	aukció	havi/napi	nincs	igen	igen	van	100%	gyakori
német- dán (kelet)	800	aukció	évi/havi/ napi	igen	igen	igen	van	-	nem gyakori
francia- Nbr.	2000	aukció	3évi/évi/ havi	igen	nincs	igen	van	-	gyakori
Nbr.- francia	2000	aukció	3évi/évi/ havi	igen	nincs	igen	van	-	ritka
görög- olasz	500	PR	évi/havi/ napi	nincs	igen	igen	igen	-	soha
olasz- görög	500	aukció	évi/havi/ napi	nincs	igen	igen	igen	-	soha

Forrás: [EC, 2003.a]

* FF: first come – first serve ** PR: pro rata

5. A PIACI MODELL ELÉGTELENSÉGE

A 4.2. alfejezet belső villamosenergia-piac integráltságának statisztikai alapú tesztjéből azt a következtetést vonhattuk le, hogy az egyes nemzetállami villamosenergia-piacok nem alkotnak egy egységes európai villamosenergia-piacot. Ehelyett regionálisan integrált piacokat találunk, amelynek egyik okaként a tagállamok (szabályozási zónák) közötti nem kielégítő nagyságban rendelkezésre álló határkeresztező kapacitásokat azonosítottuk be (*1. sz. akadálycsoport*). *2. sz. akadálycsoportként* lett nevesítve az a tény, hogy az egyes tagállamokban eltérő piaci modellek alakultak ki a villamosenergia-részipiacok és a közöttük lévő kapcsolatok szabályozása tekintetében. Nevesítve lett továbbá, hogy a 1228/2003/EK rendelet nem szolgáltat elégséges alapot egy hatékony modell kialakulásához.

A következő fejezetekben a piaci modell elégtelenségének egyes okait vizsgálom meg.

5.1. Az átviteli árazás, az átviteli és a nagykereskedelmi piac kapcsolata

A 4.1. alfejezetben bemutatásra került, hogy Európában a nemzeti villamosenergia-rendszerek kiépítettségének mértéke elsősorban annak a célnak felel meg, hogy a saját országuk nemzeti piacain jelentkező igényeket elégítsék ki. Míg az országokon belüli hálózatok egyenszilárdsága kielégítő, addig az európai együttműködő villamosenergia-rendszerről ez már nem mondható el, mivel a határkeresztező kapacitások szűk keresztmetszetet jelentenek. Ezek a kapacitások ugyanis nem nagy mennyiségű villamos energia kereskedelmi célú szállítására épültek ki, hanem elsősorban a nemzeti rendszerek egyensúlyban tartásához szükséges célzott energiacsere lebonyolítására.

Ennek a – ha úgy tetszik történelmi – fejlődésnek több következménye is van:

1. Az egyes nemzeti villamosenergia-rendszereket **nemzeti TSO-k irányítják**, amelyek – a legtöbb európai országban – a piaci szereplőktől a nemzeti

irányítóhatóság által kihirdetett⁵⁴ tarifák alapján **díjat szednek saját hálózataik használatáért.**⁵⁵

A díjaknak – a hatósági szabályozás során – a TSO számára megállapított éves költségeket 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 tőkeköltségeként; *a hálózat folyamatos üzemeltetésének költsége* a fizikai infrastruktúra működési és karbantartási költségeként, valamint a rendszerirányítási, a szűk keresztmetszet- és a hálózati veszteség kezelés költségeként; míg *a jövőbeni hálózatfejlesztés költsége* az ahhoz szükséges tőke jelenértékeként jelentkezik. A három költség típus közül általában a hálózati infrastruktúra költsége a legnagyobb tétel. [YU, DAVID, 1994., 1997.] Kérdésként merül fel, hogy milyen árszabályozási elv alapján kerüljenek ezek a költségek tarifálásra, vagyis allokálásra az egyes piaci szereplők között. Több árszabályozási filozófia is ismeretes [HAPP, 1994.]: postabélyeg-, szerződéses útvonal-, boundary flow-, line-by-line alapú árazási módszer. A szakirodalomban megtalálhatóak határköltség alapú árszabályozási módszerek is: short-run marginal cost alapú [HAPP, 1994.] [RUDNICK, et al, 1995.] [PERA, 1994.] [TABORS, 1994.], long-run marginal cost alapú [TABORS, 1994.], valamint long-run incremental cost alapú [HAPP, 1994.] [KOVACS, LEVERETT, 1994.].

A **postabélyeg alapú árazás** azzal a feltételezéssel él, hogy egy adott kereskedelmi tranzakció az egész villamosenergia-rendszert használja, függetlenül attól, hogy a tranzakció során megvalósuló villamosenergia-áramlás éppen melyik hálózati elemeket veszi igénybe. Az árazás nem tesz különbséget az átviteli távolság alapján az egyes tranzakciók között, vagyis nem távolság- és tranzakciófüggő. A postabélyeg alapú árazást „tő-típusú” árazásnak is szokás nevezni, magyarázatul álljon itt egy, a szakirodalomban szélesben elterjedt példa:

Egy adott ország villamosenergia-rendszerének helyén képzeljünk el egy tavat. A villamosenergia-hálózaton áramló villamos energiát helyettesítse példánkban a víz. A tó partján álljanak erőművek, amelyek most nem villamos energiát, hanem vizet táplálnak a tóba, illetve fogyasztók, amelyek szintén nem villamos energiát, hanem vizet vételeznek a tóból. Egy adott erőmű által a tóba betáplált víz végérvényesen és megkülönböztethetetlenül összekeveredik a tóban lévő és a többi erőmű által szintén a tóba táplált vízzel. Ezek után, ha egy fogyasztó vizet vételez, nem tudjuk megmondani, hogy az általa vételezett vízmennyiség az esetleg közvetlenül mellette lévő erőműből, vagy pedig éppenséggel a tó túlsó partján lévő erőműből származik-e, vagyis a közöttük lévő távolság nem bír

⁵⁴ Ez alól Európában egyedül Németország kivétel – legalábbis 2004. július 1-jéig –, ahol a hálózathoz való hozzáférés tárgyalásos – iparági konszenzus – alapján történik.

⁵⁵ A díjak megállapításának közös metodikai alapelvét a 1228/2003/EK rendelet 4. cikkének (1) bekezdése határozza meg: „A hálózati rendszerirányítók által a hálózati hozzáférés tekintetében alkalmazott díjaknak átláthatóknak kell lenniük, figyelembe kell venniük a hálózati biztonsági követelményeket, és tükrözniük kell a ténylegesen felmerült költségeket, amennyiben megfelelnek egy hatékonyan működő és szerkezetiileg hasonló hálózati rendszerirányító díjainak és megkülönböztetéstől mentesen alkalmazzák őket. A díjak nem lehetnek távolságfüggők.”

jelentőséggel. Továbbá hiába kötöttek egymással szerződést, nem tudjuk a vízmolekulákat „megfesteni”, hogy a többi ténylegesen azokat vételezhesse. A villamos energia a hálózaton hasonló módon „szétáramlik”, az elektronok követhetetlenek, nem lehet őket „megpántlikázní”.

A **szerződéses útvonal alapú árazás** azzal a feltételezéssel él, hogy egy kereskedelmi tranzakció a villamosenergia-rendszer jól meghatározható elemeit használja csak, miközben a villamosenergia-áramlás a betáplálási ponttól eljut a végső vételezési pontig. A szerződéses útvonalat előre határozzák meg – általában a legrövidebb utat jelenti a két végpont között – és csak ezen útvonalon lévő hálózati elemek költsége kerül allokálásra a kereskedelmi tranzakcióra, miközben a más hálózati elemeken lévő áramlások okozta költségeket nem veszik figyelembe.

A **boundary flow alapú árazás** az egyes kereskedelmi tranzakciók okozta áramlásnagyság változását veszi figyelembe. A nagyságváltozást minden évben egyszer mérés alapján határozzák meg. A díjat a vizsgált áramlás nélküli és az azt is tartalmazó rendszerállapotok összköltségének különbségeként határozzák meg.

A **line-by-line alapú árazási módszer** az egyes kereskedelmi tranzakciók során két változót vizsgál. Egyrészt a rendszerállapotban bekövetkező változás nagyságát, vagyis az egyes vezetékeken lévő terhelésnövekményt és annak költségét, másrészt a tranzakció által igénybevett vezetékszszakaszok hosszát. A díjat a rendszerállapotok vezetékenkénti összköltségének különbségeként és az igénybevett vezetékszszakaszok hosszának szorzataként határozzák meg.

A **short-run marginal cost (SRMC) alapú árazás** általában csak a hálózat folyamatos üzemeltetési költségének, vagyis a fizikai infrastruktúra működési és karbantartási költségének, valamint a rendszerirányítási költségének allokálására használatos. Abból a feltételezésből indul ki, hogy az átvitel határköltsége egyenlő lesz ($MC_B - MC_S$) különbségével, ahol MC_B és MC_S a villamos energia, mint jószág adott időpontban kialakuló határköltsége a vevő (buyer - B) és az eladó (seller - S) csomópontjában.

A **long-run marginal cost (LRMC) alapú árazás** a hálózat folyamatos üzemeltetésének, valamint a jövőbeni hálózatfejlesztés költségének allokálására használatos. A módszer az egész villamosenergia-rendszerre egy adott időhorizontra határoz meg egy LRMC értéket. Az LRMC így azt fejezi ki, hogy mekkora a hosszú távú határköltsége egy egységnyi villamos energia növekmény átvitelének, hogy a villamos energia – mint jószág – iránti keresletnövekmény kielégítésre kerülhessen, ha az átviteli rendszer kapacitása ezt lehetővé teszi.

A **long-run incremental cost (LRIC) alapú árazás** mind a három költségfajta allokálására képes. A módszer – hasonlóan az LRMC-hez – szintén az egész villamosenergia-rendszerre egy adott időhorizontra határoz meg egy értéket.

Az adott árszabályozásnak arra is választ kell adnia, hogy az allokálandó költségek milyen arányban terheljék a fogyasztókat (L) és a termelőket (G). Közgazdasági értelemben az a leghatékonyabb eljárás, ha a költségek olyan arányban oszlanak meg a piaci szereplők között, amilyen arányban azok haszonélvezői az átvitelnek, mint szolgáltatásnak. Az átvitel – mint szolgáltatás – árát annak az opportunity cost-jaként definiálhatjuk, hogy egy fogyasztó nem a helyi,

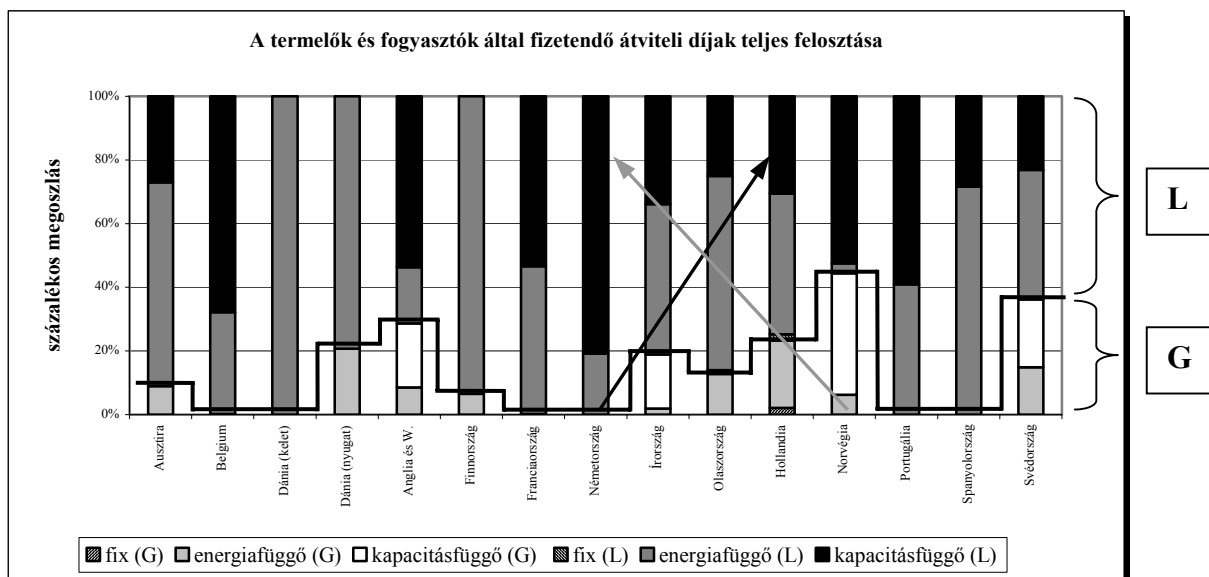
hanem egy távolabbi csomópontból⁵⁶ elégíti ki fogyasztását, vagyis a hasznosság összefüggésben van azzal, hogy a fogyasztó, illetve az erőmű hol helyezkedik el az adott TSO hálózaton.

A hasznosság fenti meghatározása alapján csak a tranzakciók között tehető különbség, az adott tranzakció két fele között nem, mivel mind a két fél számára legalább ugyanakkora haszonnal bír az átvitel. A költségek allokációját más alapon kell megoldani. Megoldást jelent a közgazdasági irodalomban „ramsey-pricing” eljárásnak ismert módszer, ami az inverz ár-elaszticitáson nyugszik. [Ramsey, 1927.] A „ramsey-szabály” alapján az átviteli költségeket fordítottan kell allokálni a rendszerhasználók (termelők és fogyasztók) között, azok átvitelre – mint szolgáltatás árára – vonatkozó rugalmassága szerint. Vagyis – feltételezve, hogy a termelők között egészséges verseny van – az átviteli költségek nagyobbik hányadát célszerű a fogyasztókra terhelni. (Lásd ár-rugalmasság, 3.2. alfejezet.)

Európában általánosan elterjedt árazási módszer a **postabélyeg alapú árazás**. A fizetendő díjak – némi egyszerűsítéssel élve – TSO-nként a hálózat bármely pontján azonos feszültségszinthez kapcsolódóan egyforma nagyságúak, vagyis földrajzilag – pontosabban a hálózat topológiája alapján – általában nincsenek eltérések. Az alkalmazott díjak országonként eltérő arányban oszlanak meg a fogyasztók és a termelők között (12. ábra).⁵⁷

12. Ábra

*A termelők és a fogyasztók által fizetendő átviteli díjak teljes felosztása*⁵⁸



Forrás: [PÉREZ-ARRIAGA, I. J, et al. 2002.a]

⁵⁶ A csomópont kifejezés alatt nem a korábbi definíciót értem. A továbbiakban csomópont alatt egy földrajzilag – pontosabban az átviteli hálózat topológiája alapján – jól körülhatárolható területet értek.

⁵⁷ Látható, hogy a díjak nagyobbik vagy teljes része a fogyasztókat terheli a „ramsey-árazásnak” megfelelően.

⁵⁸ Az ábrán feltüntetett nyilak két kereskedelmi tranzakciót jelölnek, amelyeket az 5.4.2. alfejezet tárgyal.

A díjak általában mindhárom költségtípusra fedezetet nyújtanak. Egyes esetekben a rendszerirányítási, a szűk keresztmetszet- és a hálózati veszteség kezelési költségek nem képezik részét az átviteli díjnak, azok más módszerek alkalmazásával kerülnek allokálásra. [PÉREZ-ARRIAGA, et al, 2002.a]

Az európai TSO-k által alkalmazott postabélyeg alapú árazásnak azért van létjogosultsága, mivel a fogyasztói és termelői súlypontok közel egyenletes arányban oszlanak meg a TSO-k hálózatán, így a hálózat összköltsége a társadalmi szolidaritás jegyében egységesen terhel minden fogyasztót. Európa azon országaiban, ahol a fogyasztói és termelői súlypontok nem egyenletesen helyezkednek el, ott 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 fogyasztási helyet, hogy kisebb mértékben vegyék igénybe az átviteli rendszert.⁵⁹

Vizsgáljuk meg közelebbről az átviteli díj költségelei közül a (2) kategóriába sorolt szűk keresztmetszet kezelés költségeinek allokálását. Az egyes nemzeti TSO-k ezen költségelemet általában szocializálják (szétkenik) az összes piaci szereplő között. Ezt azért tudják megtenni, mert hálózatuk a belső fogyasztásnak megfelelően méretezett, így ritkán alakulnak ki szűk keresztmetszetek.

Tételezzük fel, hogy tartósan jelentkeznek olyan rendszerállapotok, amelyek során szűk keresztmetszetek alakulnak ki. Ilyen esetben nem lenne igazságos a szűk keresztmetszet kezelésének költségét az összes piaci szereplő között szocializálni, mivel így azokat is terhelné, akik nem felelősek azok kialakulásáért. A szakirodalom megoldásként **lokális árazást javasol (locational pricing)**. [SCHWEPPE, et al, 1988.] [CHAO, PECK, 1996.] [JOHNSEN, et al, 1999.]

Lokális árazás során az átviteli piacon és a nagykereskedelmi piacon történő kereskedelem nem válik el egymástól, kapcsolat van közöttük. Sőt, bizonyos értelemben egyetlen piacról beszélhetünk, amelyet az átviteli rendszerirányító szervez. Ez a piac tehát egy centralizált, szervezett piac.⁶⁰

⁵⁹ A hatékony gazdasági jelzések kérdésével részletesen az 5.4. alfejezet foglalkozik.

⁶⁰ Lásd a 3.3. alfejezetet.

A lokális árazás alapfilozófiája, hogy a villamos energia – mint jószág – és az átvitelrel együtt értelmezett szűk keresztmetszet kezelés – mint szolgáltatás – árazása szimultán módon történik. Valójában egy árról beszélünk, a két ár „eggyé olvad össze”.

Az ismert szervezett piaci formák közül erre alkalmas például a Hogan által kidolgozott (kötelező) pool 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 görbéket, majd a 3.3. *alfejezetben* leírtaknak megfelelően kialakítja a piactisztító árat. Ha a piactisztító árhoz tartozó villamosenergia-mennyiség az átviteli hálózat bármely pontján szűk keresztmetszetet okozna, akkor a hálózaton (virtuális) csomópontokat (nodes) határoz meg az egyes súlypontoknak megfelelően, aszerint, hogy a csomópontokban ne, csak azok között jelentkezzenek a fent említett szűk keresztmetszetek. Egyes csomópontokban így többlettermelést, míg másokban többletfogyasztást fogunk találni. A csomópontok között lévő szűk keresztmetszetek miatt a többlettermelést mutató csomópontból a meghatározott piactisztító ár mellett ajánlott villamosenergia-mennyiséget nem lehet teljes egészében kiszállítani, míg a többletfogyasztást mutató csomópontba nem lehet beszállítani. Ami azt is jelenti, hogy a rendszert nem lehetne 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 valós szűk keresztmetszet.** Az átviteli rendszerirányító csökkenti az árakat azokban a csomópontokban, ahol többlettermelés van (a csomópont a piactisztító ár mellett „exportálna”). Egyidejűleg növeli az árakat azon csomópontokban, ahol alacsonyabb a termelési szint (a csomópont a piactisztító ár mellett „importálna”). Így azokban a csomópontokban, ahol eddig alacsonyabb volt a termelés (vagyis importált), azon erőművek is üzembe tudnak menni, amelyek határköltségét eddig nem fedezte az ár. Azokban a csomópontokban pedig, ahol eddig többlettermelés volt, azon erőművek kénytelenek leállni, amelyek határköltsége alatt alakul az egyensúlyi ár. **Ezzel mind fizikai, mind közgazdasági értelemben biztosítható a kereslet és kínálat közötti egyensúly.**⁶¹

⁶¹ A centralizált piac a csomópontonkénti nodális energiaárakat elsősorban a másnapra beadott fizikai szállításokra tett ajánlatok menetrendesítése alapján határozza meg. A fizikai szállítások tényleges időpontjához közeledve a tényleges rendszerállapot eltérhet a tervezettől (pl. a fogyasztások ingadozása következtében), ezért napon belüli szabályozási energia piac működtetésére van szükség. A szabályozási energia piacán a kereskedés időhorizontja lehet például 15 perces, de az igényeknek megfelelően ez lehet hosszabb és rövidebb is, vagy több eltérő időhorizontú termék kereskedésére is sor kerülhet. A TSO a szabályozási energia piacán vételezett kiegyenlítő energiával tudja valós időben egyensúlyban tartani a villamosenergia-rendszert, amelynek költségét napon belüli nodális árak meghatározásával fogja a piaci szereplőkre ráterhelni. Egy jól működő centralizált piacon lehetőség van a másnapra előre megállapított nodális energiaárak és a napon belüli rendszerirányítás miatt ténylegesen kialakult nodális árak közötti különbségből adódó kockázatot fedezeti ügylettel minimalizálni.

(A nodális árazásnak egy módosított válfaja a zonális árazás, amely során az egyes szomszédos csomópontokat nagyobb zónákba rendezik.)⁶² Az egyes csomópontokban (zónákban) tehát eltérő egyensúlyi árakkal találkozunk. A csomópontok (zónák) közötti árkülönbség pedig megfelel a szűkös átviteli kapacitás árának (*1. modellpélda*), vagyis annak a megszerzett jognak, hogy a „drágább csomópont (zóna)” fogyasztói a vezetékhasználat következtében más „olcsóbb csomópont (zóna)” termelését használhatják.

Közgazdasági értelemben tehát az átviteli szolgáltatás ára egy opportunity cost, vagyis annak a költsége, hogy nem a helyi, hanem egy másik csomópontból elégítem ki a fogyasztásomat. A szűk keresztmetszet kezelés költségét is definiálhatjuk opportunity cost-ként, amit ha a nemzeti átviteli hálózaton nincs szűk keresztmetszet, akkor nem kell megfizetni, ha pedig van, akkor arra a TSO által szedett átviteli díjban szocializált „kezelési költség” fedezetet biztosít. A postabélyeg alapú árazás tehát a szűk keresztmetszet kezelés költségét szétosztja az összes rendszerhasználó között, míg a lokális árazás azokkal fizetteti meg, akik az azt okozó áramlást előidézik.

A lokális árazást végző centralizált piac további előnye a bilaterális piaccal szemben, hogy olyan optimális teherelosztást lehet elérni, amellyel csökkenthetők a termelési költségek. Egy bilaterális alapon működő nagykereskedelmi piacon a piaci szereplők célfüggvénye nem a rendszer hatékonyságának – és egyben a fogyasztói többlet – növelése, hanem saját termelői profitjuk maximalizálása!

2. A fenti rendszerállapot **lokális árazással** megvalósuló kezelése érdekében a nemzeti nagykereskedelmi piac és az átviteli piac között kapcsolatnak kell lennie. Az európai nemzeti nagykereskedelmi és átviteli piacok között azonban általában nincs kapcsolat.⁶³ Így a szűk keresztmetszet beárazódásának egyedüli lehetséges megoldása annak költségei szocializálása az összes rendszerhasználó között.

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 kapacitásokat eredetileg nem nagy mennyiségű villamos energia kereskedelmének lebonyolítására méretezték, így azok szűk keresztmetszetet képeznek. Ilyen körülmények között a rendszerösszekötő kapacitásokon megvalósuló átvitelre nem alkalmazható az országokon belüli postabélyeg alapú árazás, mivel a szűk keresztmetszetek beárazódását nem tudja

⁶² A nodális és a zonális árazás közötti különbséget szemléletesebben mutatja az *1. ábra* második Chao-Peck hálózati modellje, ahol a 3. súlypontot tekinthetjük egy csomópontnak (node), míg a 2. és 5. súlypontokat egy közös zónának. (E példa erejéig ne vegyük figyelembe az ábrán jelzett termelési és fogyasztási jelzéseket.) Képzeljük el, hogy mindegyik csomópontnak (zónának) van saját termelése és fogyasztása is.

⁶³ A kézirat lezárásának időpontjában egyedüli kivétel a Nord Pool.

kezelni.⁶⁴ Ezek a kapacitások ugyanis állandóan szűk keresztmetszetet jelentenek, vagyis permanensen szűkös jóságot képeznek, így a használatuk díja nem lehet egyforma azon átviteli elemek díjával, amelyek nem szűkös jóságok. **A fentiek alapján megoldást jelenthet az országok közötti lokális árazás, ahol az egyes országokat egy zónának tekintjük.** [GLACHANT, PIGNON, 2002.] Ehhez azonban arra lenne szükség, hogy legalábbis **a határkeresztező kereskedelem tekintetében közös szervezett piac legyen (vagy valamilyen együttműködés alakuljon ki a nemzeti szervezett piacok között),** ahol nemzeti TSO-k koordináltan határoznák meg az egyes zónákra vonatkozó árakat. (A Nord Pool-on kívül Európában nem ez a helyzet.)

A hálózatokhoz való szabad hozzáférés kulcseleme a liberalizált villamosenergia-piac működésének. Erre mind a 96/92/EK (16. cikk), mind pedig a 2003/54/EK irányelv (20. cikk) kitért, illetve kitér. Azzal azonban már nem foglalkoznak, hogy – a határkeresztező kapacitások szűkös jellegét is figyelembe véve – milyen filozófia mentén működjön az átviteli szolgáltatás piaca.

Ezt a modellkérdést a 1228/2003/EK rendelet dönti el, amikor hallgat arról, hogy a nagykereskedelmi és átviteli piac között milyen kapcsolat legyen. Ez a tény pedig azt jelenti, hogy locational pricing segítségével Európában nem lehet kötelező módon megoldani a szűk keresztmetszetek kezelésének problémáját.⁶⁵

Az átálláshoz minden államnak szervezett villamosenergia-piaccal kellene rendelkeznie és – legalábbis a határkeresztező kereskedelem tekintetében – kötelező szervezett piaci szerződéskötést kellene előírni.⁶⁶ Ez olyan horderejű modellváltást követelt volna meg a tagállamoktól, amelyet az Európai Bizottság – a tagállamok érdekérvényesítő képessége következtében – **vagy nem tudott, vagy – politikailag nehezen felvállalható volta miatt – nem is akart megpróbálni.**

⁶⁴ Kérdésként merülne fel, hogy melyik ország fogyasztóira szocializáljuk a költségeket.

⁶⁵ A Nord Pool a jogszabály tartalma szerint továbbra is fenn tudja tartani a zonális locational pricing eljárását.

⁶⁶ Napjainkban az európai villamosenergia-kereskedelem max. 5–7%-a bonyolódik le szervezett villamosenergia-piacokon. A szerződések nagyobbik része továbbra is bilaterális alapon kötöttik. Egy ilyen rendszer elméletileg működhetne nem kötelező szervezett piaci szerződéskötéssel is (lásd PJM, 6. Függelék), de ez európai méretekben kezelhetetlen lenne.

A jogszabály hallgatása ugyanakkor lehetővé teszi, hogy ha a tagállamok képesek és hajlandók rá, akkor az országok között kialakuló szűk keresztmetszet kezelésének problémáját lokális árazással oldják meg. Lokális árazáson alapuló szűk keresztmetszet kezeléssel (annak zonális változatával) Európában egyedül a Nord Pool nagykereskedelmi piacán találkozhatunk.⁶⁷

A 3. táblázat a postabélyeg alapú-, a nodális- és a zonális átviteli árazási rendszerek előnyeit és hátrányait hasonlítja össze.

3. Táblázat

Átviteli árazási rendszerek előnyeinek és hátrányainak összehasonlítása postabélyeg alapú árazás

Előny	- Mindhárom költség típusra fedezet nyújthat. - Az országon belüli átviteli árazás könnyebben átlátható a rendszerhasználók számára. - Politikailag kedvezőbb, mivel az ország egész területén egységes az átviteli díj. - Az átvitel árát a nagykereskedelmi piacon megkötött szerződés előtt lehet tudni, nincs bizonytalanság.
Hátrány	- Nincs kapcsolat a nagykereskedelmi piaccal, a bilaterális szerződések nem transzparenssek. - Szűk keresztmetszetek esetén nem hatékony. - A rendszerirányító egyes feladatai között lehetővé teszi a keresztfinanszírozást. - Nem tudja figyelembe venni a loop flow-kat. - Nem szolgáltat sem rövid, sem hosszú távú hatékony gazdasági jelzéseket.⁶⁸

locational pricing nodális változata

Előny	- Közvetlen kapcsolat a nagykereskedelmi és az átviteli piac között, egy piacról beszélünk. - Szűk keresztmetszetek esetén hatékony. - Figyelembe veszi a loop flow-kat. - Rövid és hosszú távú hatékony gazdasági jelzéseket szolgáltat a piaci szereplők részére.
Hátrány	- Csak a szűk keresztmetszet kezelés költségére nyújt fedezetet. Továbbra is szükség van a többi költségelem fedezésére szolgáló díjakra. - Nagyfokú technikai koordinációt és bonyolult számításokat igényel az átviteli rendszerirányítótól. - Jelentős számú csomópontot határoz meg, csökken az átláthatóság. (A PJM jelenleg kb. 2800 csomópontot határoz meg lokális árat az ellátási területén.) - Politikailag kedvezőtlenebb, mivel a postabélyeg alapú árazáshoz képest az ország területén nagyobb szóródást mutatnak az árak. - Volatilis árakat eredményezhet. - Nem kötelező pool esetén (lásd PJM, 6 Függelék), a nagykereskedelmi piacon megkötött kereskedelmi szerződés után lehet csak tudni az átvitel árát, ami komoly bizonytalanságot eredményez. - Általában szerződéskötési kötelezettség az átviteli rendszerirányító által működtetett piacon, ha a kereskedés nem saját csomóponton belül történik.

⁶⁷ A lokális árazás nodális változata valósul meg az észak-amerikai PJM-nél (lásd 6. Függelék).

⁶⁸ A témával részletesen foglalkozik az 5.4. alfejezet.

locational pricing zonális változata

Előny	- Közvetlen kapcsolat a nagykereskedelmi és az átviteli piac között, egy piacról beszélünk. - Szűk keresztmetszetek esetén hatékony. - Töredékére csökkenthető a zónák száma a nodális árazáshoz képest, javul a rendszer átláthatósága. - Nagyfokú technikai koordinációt igényel az átviteli rendszerirányítótól.
Hátrány	- Csak a szűk keresztmetszet kezelés költségére nyújt fedezetet. Továbbra is szükség van a többi költségelem fedezésére szolgáló díjakra. - Politikailag kedvezőtlenebb, mivel a postabélyeg alapú árazáshoz képest az ország területén nagyobb szóródást mutatnak az árak. - Kevésbé tudja figyelembe venni a loop flow-kat. - Kevésbé szolgáltat rövid és hosszú távú hatékony gazdasági jelzéseket a piaci szereplők részére. - A zónán belül esetleg kialakulhatnak szűk keresztmetszetek, amelyet a rendszerirányítónak ki kell szabályoznia. - Nem kötelező pool esetén, a nagykereskedelmi piacon megkötött kereskedelmi szerződés után lehet csak tudni az átvitel árát, ami komoly bizonytalanságot eredményez. - Általában szerződéskötési kötelezettség az átviteli rendszerirányító által működtetett piacon, ha a kereskedés nem saját zónán belül történik.

5.2. Rendszerösszekötő kapacitásokon jelentkező szűk keresztmetszetek kezelése

Az eddigiekben megismertük, hogy a történelmi fejlődésnek köszönhetően az egyes nemzeti villamosenergia-rendszereket egy átviteli rendszerirányító irányítja. A nemzeti átviteli rendszerirányító olyan hálózatot működtet, amelyen nem alakulnak ki szűk keresztmetszetek, vagy ha ki is alakulnak, annak kezelési költségeit szocializálja („szétkeni”) az egyes hálózathasználók között, vagyis a kezelés árazása nem piaci mechanizmusok alapján történik. A piacnyitást megelőzően ez nem jelentett gondot még a határkeresztező kapacitások tekintetében sem, hiszen a nemzeti átviteli rendszerirányítók saját céljaikra használták azokat, amelyekhez nem volt közvetlen hozzáférési joga a piac akkori egyéb szereplőinek. A piacnyitással megvalósult hálózatokhoz való szabad hozzáférés elve azonban azt is jelenti, hogy meg kell tudni határozni, melyik tranzakció használja a rendszerösszekötő szűkös jóságot. Megoldást jelentene a locational pricing, azonban a rendelet – mint láttuk – nem írja elő a tagállamok részére az arra történő átállást.

Az egyes nemzeti átviteli rendszerirányítók a piacnyitással különböző árazási mechanizmusokat kezdtek el alkalmazni a határkeresztező kapacitások tekintetében.⁶⁹ A paletta egységesítése érdekében az ETSO kísérletet tett az alkalmazott mechanizmusok összefoglalására és értékelésére [ETSO, 1999.] az alábbi kritériumok alapján:

- azonos átviteli szolgáltatásért az egyes piaci szereplőknek azonos árat kell fizetniük, azaz az egyes piaci szereplők között **nem diszkriminálhat**;
- az alkalmazott mechanizmusnak **gazdaságilag hatékornak** kell lennie;
- **átlátható és egyértelmű** szabályrendszeren kell nyugodnia, azaz a piaci szereplők által is könnyen megérthető legyen. Ne lehessen kijátszani a mechanizmust, amely befolyásolná a végeredményt;
- az alkalmazott mechanizmusnak **hatékonyan kell szolgálnia a szűk keresztmetszetek fizikai értelemben való feloldását**;
- a mechanizmus **alkalmazható legyen különböző piacszerkezési filozófiák mellett** is.

5.2.1. Fizikai átviteli jogok [physical transmission right (PTR)] szétoztása és árazása rendelkezésre álló átviteli kapacitás alapján

A fizikai átviteli jogok árazásának alapgondolata, **hogy a nemzeti rendszereket összekapcsoló rendszerösszekötő kapacitások (vezetékek) termikus és biztonsági előírásait figyelembe véve előre kiszámított átviteli kapacitásokat határoznak meg az egymással szomszédos átviteli rendszerirányítók.** A rendszerirányítók a jogokat – az általuk működtetett piacon – valamilyen elv alapján szétoztják az egyes piaci szereplők között, akik igényt jelentenek be azok használatára. A jog tulajdonosa számára lehetővé teszi, hogy az adott határkeresztező kapacitást használja kereskedelmi szerződési teljesítésére. **Ez a piac tehát csak a rendszerösszekötő átviteli jog iránti kereslet és kínálat egymásnak való megfeleltetésére szolgál, amelynek nincsen kapcsolata a nagykereskedelmi (erőművi) piaccal.** Az átvitel – mint szolgáltatás – és a villamos energia – mint jószág – kereskedelme tehát külön válik. Innen az elnevezés: **fizikai átviteli jog.**

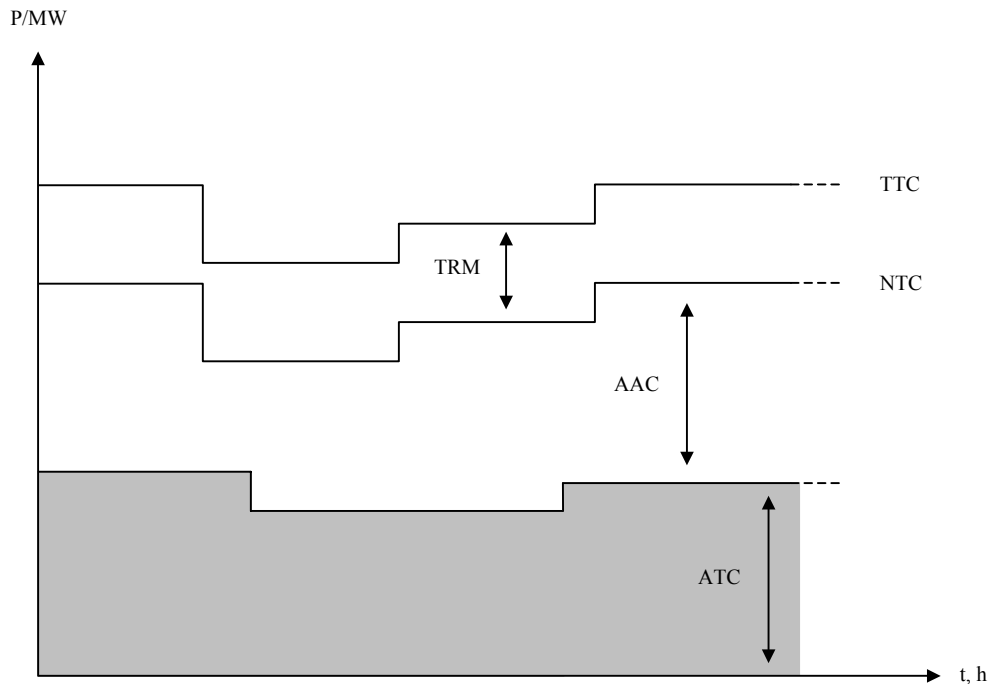
⁶⁹ Lásd 2. táblázat 1. oszlopa. A táblázatban használt allokációs technikákat az 5.2.1. alfejezet magyarázza.

A fizikai átviteli kapacitások meghatározásának és rendszeres publikálásának gondolata döntő jelentőségű volt a versenypiac kialakulása szempontjából, mivel olyan minimális információnak tekinthető két nemzeti hálózat közötti átviteli lehetőségre, amely nélkül nem lehetett volna határkeresztező kereskedelmi szerződéseket és azok biztosítására fedezeti ügyleteket kötni.

Az átviteli kapacitások elméletileg allokálható felső határának a vezetékek fizikai teljesítőképessége szab határt. E felső határ a teljes átviteli kapacitás [Total Transfer Capacity (TTC)], amely megadja a két szabályozási zóna közötti maximális teljesítménycsere lehetőségét. Az allokálható nettó átviteli kapacitás [Net Transfer Capacity (NTC)] – amely megadja a két szabályozási zóna közötti nettó teljesítménycsere lehetőségének nagyságát – ennél kisebb. A TTC és az NTC közötti különbséget az átviteli megbízhatósági tartalék [Transmission Reliability Margin (TRM)] képezi, amely – többek között – figyelembe veszi a szabályozási zónák közötti üzemzavari kisegítéseket, a párhuzamos áramlásokat, valamint az adatpontatlanságokat. Vagyis lehetővé teszi a rendszerirányító számára, hogy az $n-1$ elvnek (egy kieső elem helyébe a hálózat más eleme úgy lép, hogy az ellátás zavartalan marad) meg tudjon felelni. Az NTC tehát olyan nagyság, amely biztonságosan allokálható a termikus limitek és biztonsági előírások figyelembevételével. Előfordulhat azonban, hogy átviteli jogok már korábban kiosztásra kerültek az NTC terhére, vagy a kapacitások egy részét a korábban monopol pozícióban lévő vertikálisan integrált vállalat valamely utódvállalata használja hosszú távú szerződések teljesítésére. Így a „ténylegesen” rendelkezésre álló átviteli kapacitás [Available Transfer Capacity (ATC)] – vagyis a két szabályozási zóna között meglévő, további kereskedésre felhasználható teljesítménycsere lehetőségének – nagyságát az NTC és az előzetesen lekötött kapacitások [Already Allocated Capacity (AAC)] különbsége adja meg. A fenti összefüggéseket a 13. ábra mutatja be.

13. Ábra

Átviteli kapacitásfajták összefüggései



Forrás: [ETSO, 1999.]

A fizikai átviteli jogok piacán – függetlenül a szétosztási technikától – a határkeresztező kapacitásnak csak akkor alakul ki pozitív ára, ha szűkös jószág, vagyis ha a használati igény meghaladja az ATC nagyságát.⁷⁰

A határkeresztező kapacitásokon definiált fizikai átviteli jogok filozófiájával kapcsolatban több fenntartás is megfogalmazható:

1. **Az átviteli kapacitások allokációja implicit módon magában hordozza a szerződéses útvonal felfogását (3.1. alfejezet), annak ellenére, hogy egy hurkolt AC villamosenergia-rendszerben nem lehetséges ilyen útvonalat meghatározni!** Egy piaci szereplő nem egy bizonyos rendszerösszekötő hálózati elem átviteli kapacitását használja két adott szabályozási zóna között, továbbá a rendszerirányító sem a két szabályozási zónát összekötő adott hálózati elem átviteli kapacitását kínálja a – korábban már említett és az alábbi 2. modellpéldán bemutatásra kerülő – loop flow-k miatt. A fizikai átviteli jogok piacán a rendszerirányító tulajdonképpen

⁷⁰ Lásd 1. modellpélda.

nem egy adott metszékre vonatkozó fizikai átvitelt kínál, hanem egy „származékos jószágot”, a mögöttes fizikai infrastruktúrát és szolgáltatást „figyelembe nem véve”.

A szerződéses útvonal filozófiája miatt a piaci szereplők minden egyes határon kénytelenek átviteli jogot szerezni a termelés és fogyasztás között. Ez a fentiek miatt azonban nem hatékony megoldás.

A loop flow magyarázatához használjuk a Chao–Peck típusú hurkolt hálózati modell négy szabályozási zónás változatát.

2. Modellpélda

Loop flow hatásának vizsgálata az ATC-re

Modellfeltevések

Tételezzük fel, hogy a III. szabályozási zóna 1. csomópontjában lévő erőmű 1MW-os betáplálást végez annak érdekében, hogy kielégítse a – szomszédos – I. szabályozási zóna 3. csomópontjában lévő fogyasztói igényt. A legrövidebb szerződéses útvonal logikusan a két csomópontot összekötő vezetékszakasza.

A módszertani fejezetben található *1. táblázatból* kiszámítható, hogy az 1MW-ból -0,0625MW fog átfolyani a IV. szabályozási zónán [PDF₍₂₋₅₎₁-PDF₍₂₋₅₎₃]. (A számítás elvégezhető a többi vezetékszakasza is.)

A két szomszédos szabályozási zóna között megvalósuló energiacsere bizonyos része egy harmadik szabályozási zónán keresztül fog áramlani a fogyasztói súlyponthoz. Vagyis a kereskedelmi szerződés lebonyolítására a III. és az I. szabályozási zóna közötti átviteli kapacitás használatára nyert jog nem elégséges, mivel a villamos energia egy része átfolyik például a IV. zónán is.

A kereskedelmi szerződés lebonyolítására valójában nem lenne elégséges csak a szerződéses útvonalon lévő határkeresztező kapacitáson fizikai átviteli joggal rendelkezni, hanem minden olyan rendszerösszekötőn kellene bírni akkora mennyiségű joggal, amekkora az arra eső áramlás nagysága.

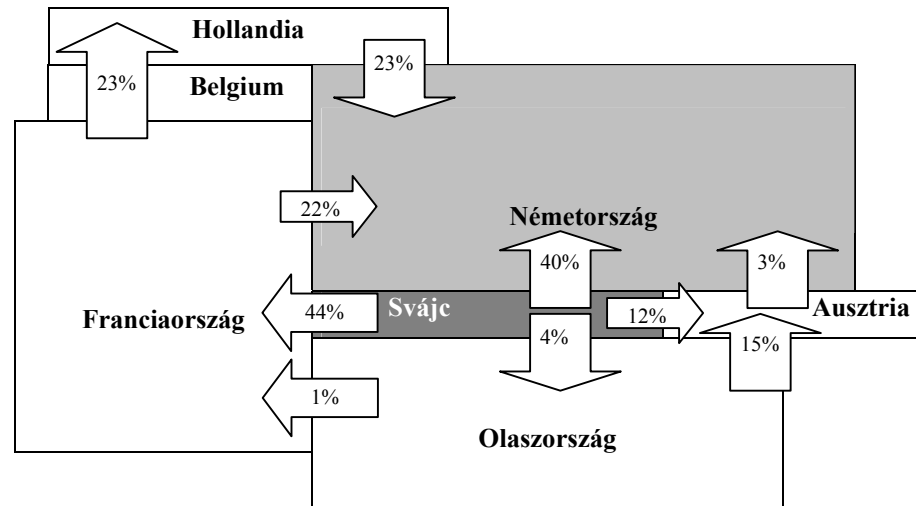
A szerződéses útvonal és a tényleges fizikai áramlások közötti különbséget mutatja *a 14. ábra*. Ha egy piaci szereplő Svájcban Németországba irányuló 100 MWh-os kereskedelmi szerződéssel rendelkezik, akkor a svájci–német határon 100MW-os fizikai átviteli joggal kell rendelkeznie. Az áramlások azonban nem csak a szerződésben foglalt Svájc és Németország hálózatán és az adott határkeresztező kapacitáson keresztül fognak megvalósulni, ahogy az az ábráról leolvasható.⁷¹ Hatékony az lenne, ha az ábrán

⁷¹ A *14. ábrán* az áramlások irányát a nyilak jelölik, nagyságukat pedig a nyilakba írt százalékos értékek. (A nyíl nagysága nem hordoz információt, csak a benne lévő számérték!)

lévő nyilaknak megfelelő mértékben szerezne fizikai átviteli jogot az összes érintett rendszerösszekötőn.

14. Ábra

Fizikai áramlások alakulása Svájc-Németország viszonylatában



Forrás: [RTE, 2002.]

2. A példából következik a második probléma. **Egy hurkolt hálózatban nem lehet megfelelően ex-ante definiálni az átviteli kapacitásokat**, hiszen az egyes metszékeken az ATC nagysága attól függ, hogy milyen az áramlás iránya (mintázata), hol van a betáplálási és vételezési pont, valamint hogy hogyan alakulnak a loop flow-k. Az átviteli kapacitások tehát az áramlásokkal időben folyamatosan változva alakulnak ki, de soha sem az áramlás előtt, vagyis ex-ante. Mindezek nem jelentenének problémát, ha a határkeresztező kapacitások túlméretezettek lennének és bármilyen áramlást le tudnának vezetni.
3. A harmadik probléma abból ered, hogy a fizikai átviteli jogok piacán egy meghatározott időintervallumra előre osztják szét az átviteli jogokat, vagyis **forward piacnak lehet tekinteni**. Ezzel szemben az adott rendszerirányító a rendszeregyensúlyt valós időben köteles fenntartani. Egy hatékonyan működő rendszerirányító az erőművi határköltségeket reprezentáló merit order-nek megfelelően fogja le-, vagy felterhelni az egyes erőműveket a szabályozási energia piacán, amely során figyelembe kell vennie a határkeresztező kereskedelemmel az átviteli rendszerére érkező villamos energia mennyiségét is. A két piac időhorizontja

azonban eltér egymástól, nincs továbbá közöttük kapcsolat, ami elősegíthetné a rendszer egyensúlyban tartását a locational pricing-nál látottakhoz hasonlóan.

A fizikai átviteli jogok alkalmazásának egyetlenegy igazi előnye van. **A legtöbb piaci szereplő mindennemű szakértelem nélkül értelmezni és a gyakorlatban használni is tudja az átviteli rendszerirányító által megadott adatokat.** (Ebből a szempontból átláthatónak és egyértelműnek tekinthető a mechanizmus.)

Az alábbiakban vizsgáljuk meg, hogy a fizikai átviteli jogok piacán az átviteli kapacitások szétosztására és egyben beárazódására az európai gyakorlatban – a teljesség igénye nélkül – milyen allokálási technikák léteznek.

First come – first serve eljárás

Az eljárás lényege, hogy az átviteli rendszerirányító a piaci szereplők átviteli jogra beadott igényeit **beérkezési sorrend alapján elégíti ki**, függetlenül attól, hogy milyen árat ajánlanak érte. Ha a beérkezett tranzakciók az ATC értékét elérték, akkor azok a szétosztás időhorizontján végig prioritással rendelkeznek a később beérkezettekkel szemben. Az eljárás arra sarkalja a piaci szereplőket, hogy minél hosszabb időtartamra adják be az átviteli jogra vonatkozó igényüket, amely egy idő után lehetetlenné teszi rövid időhorizontú allokációk lebonyolítását. Ez csökkenti a piac dinamikáját, lehetetlenné téve a rövid távon jelentkező arbitrálnálási lehetőségek kihasználását. Éppen ezért a piaci szereplők közel azonos időben fogják az átviteli jog használatára vonatkozó ajánlataikat beadni. Ha nincs kidolgozva megfelelő eljárás, akkor mindegyik ajánlat azonos valószínűséggel valósulhat meg (*3. modellpélda*).

3. Modellpélda

First come – first serve eljárás

Modellfeltevések

A vizsgálathoz használjunk egy észak–dél típusú hálózati modellt.

Tételezzük fel, hogy az allokálható ATC 100MW. Az átviteli kapacitás allokálását lebonyolító piac független a szabályozási zónák bilaterális alapon működő nagykereskedelmi piacaitól, azaz független termékként kereskednek vele az átviteli kapacitás részpiacon. Az átviteli kapacitás eredeti tulajdonosa nem bír piaci erőfölénnyel. S végül, nem kerülnek figyelembevételre rendszerhasználati díjak. A 100MW nettó átviteli kapacitással rendelkező vezeték három – egyenként 50MW-os – T_1 , T_2 és T_3 tranzakció között kívánjuk felosztani, vagyis a határkeresztesző kapacitás közgazdasági értelemben szűkös erőforrást képez.

A tranzakciókat kezdeményező piaci szereplők átviteli kapacitásra vonatkozó rezervációs árai $T_1=15$ EUR/MW, $T_2=10$ EUR/MW, illetve $T_3=5$ EUR/MW.

Az átviteli rendszerirányító az alábbi kimenetek alapján oszthatja fel az átviteli kapacitást:

1.	2.	3.
$T_1=15$ EUR/MW	$T_1=15$ EUR/MW	$T_2=10$ EUR/MW
$T_2=10$ EUR/MW	$T_3=5$ EUR/MW	$T_3=5$ EUR/MW
25 EUR/MW	20 EUR/MW	15 EUR/MW

A tranzakció-párosítások mindegyike megfelel a 100MW-os kapacitáskorlátnak, azaz elméletileg átmehetnek teljesítésbe. Hasznosnak azonban csak az 1. tranzakció-párosítás nevezhető, mivel a piaci szereplők ekkor értékelik a legtöbbre a kapacitást.

Az eljárás tehát nem biztosítja a piac tökéletes működését, vagyis azt, hogy az a piaci szereplő nyerjen használati jogot a határkeresztező kapacitáson, amelyik a legtöbbre értékeli azt.

Pro rata eljárás

Az eljárás lényege, hogy minden átviteli igény kielégítésre kerül, de az átviteli rendszerirányító **mindegyik tranzakciót lecsökkenti** a *felosztható átviteli kapacitás/igényelt kapacitás* arányában. Az eljárás ugyan a piaci szereplők számára áttekinthető, de nem hatékony, mivel azok az igénylők is használati jogot nyernek, akik kevesebbre értékelik azt. Másik problémája, hogy – egyéb szabályozás hiányában – a piaci szereplők arra vannak ösztönözve, hogy nagyobb átviteli igényre tegyenek ajánlatot, mint amekkorára egyébként szükségük lenne. Ezzel biztosítva, hogy a ténylegesen igényelt mennyiséget valóban megkapják. A pro rata eljárást a 4. *modellpélda* mutatja be.

4. Modellpélda

Pro rata eljárás

A **modellfeltevések** legyenek azonosak a 3. *modellpéldában* leírtakkal.

Az eljárás során mind a három tranzakció ténylegesen átmehet teljesítésbe, azaz ebből a szempontból nincs bizonytalanság a piacon.

Jelen esetben T_1 , T_2 és T_3 tranzakció 33,3MW mértékben használhatja az átviteli kapacitást. Ebben az eljárásban pontosan megmondható, hogy melyik tranzakciók mennek teljesítésbe, ugyanakkor a villamosenergia-rendszer szempontjából nem azon piaci szereplők jutnak az igényelt teljes kapacitáshasználati joghoz, akik a legtöbbre értékelik azt, azaz a piac továbbra sem működik tökéletesen. Az átviteli kapacitás eredeti tulajdonosa pedig 260EUR bevételtől esik el a piaci megoldásnak tekinthető explicit aukciós eljáráson elérhető árbevételhez képest (*lásd 5. modellpélda*).

Explicit aukciós eljárás

Az eljárás lényege, hogy az átviteli rendszerirányító a piaci szereplők által az átviteli kapacitásokra leadott igényeket az ajánlati ár alapján sorrendbe rakja. Az ajánlatokat **az árak alapján csökkenő sorrendben fogja elfogadni** egészen addig, amíg az ATC el nem fogy. A fizetendő (kapacitás)díj meghatározására több lehetőség is van:

- minden szereplő az ajánlatában tett árat fizeti meg;
- market clearing price kerül meghatározásra, ami az elfogadott ajánlatokban foglalt árak valamilyen átlaga, vagy az utoljára elfogadott ajánlat ára.⁷²

Az átviteli rendszerirányító részéről az is meghatározásra kerülhet, hogy mekkora az a legkisebb és legnagyobb ATC mennyiségegység, amire ajánlatot lehet beadni.

Ha az ATC elfogyott, az aukció lezárul, vagy redispatching-ot⁷³ lehet végrehajtani a market clearing price-nak megfelelően, ami után a felszabaduló ATC egységek újra kioszthatóvá válnak.

Az aukciót különböző időhorizontokra lehet meghirdetni: másnapra, egy hétre, egy évre, stb. Ez lehetővé teszi, hogy a különböző arbitrázs lehetőségek kihasználására specializálódott piaci szereplők is teljesíteni tudják kereskedelmi szerződéseiket. A zsinór fogyasztók ellátására berendezkedett kereskedő inkább a hosszabb távot, míg a csúcsidejű lehetőségek lefölözésére szakosodott piaci szereplő a rövidebb időtávot fogja előnyben részesíteni. Az átviteli kapacitások megszerzése és valamilyen célból történő nem használata ellen a „use it or lose it” elv alkalmazásával lehet védekezni.⁷⁴ (Az elv alkalmazható más allokálási technikák mellett is.) A visszaadott jogot újra ki lehet osztani.

Az explicit aukciós eljárás legfőbb erénye, hogy a kapacitások szétosztása – ellentétben a first come – first serve és a pro rata prioritás alapú eljárásaival – versenyalapon történik. Ennek köszönhetően az a piaci szereplő fogja megkapni az átviteli jogot, aki a legtöbbre értékeli azt, tehát közgazdaságilag hatékony eljárásnak tekinthető.

⁷² Az ár természetesen másként is kialakulhat aszerint, hogy milyen típusú aukciós eljárást alkalmaznak. Ezek bemutatásától terjedelmi okokból, illetve széles szakirodalma miatt eltekintek.

⁷³ Lásd lejjebb az *újra-teherelosztás eljárásnál*.

⁷⁴ Ha egy erőmű például a hazai piacon piaci erőfölényben van, akkor valamely társaságán keresztül import irányba kapacitásokat köthet le, gátolva a saját határköltségénél olcsóbb villamos energia országba jutását.

5. Modellpélda

Explicit aukciós eljárás

A modellfeltevések legyenek azonosak a 3. modellpéldában leírtakkal.

Az eljárás során az átviteli rendszerirányító az ajánlati árak alapján csökkenő sorrendbe állítja az egyes tranzakciókat. Az átviteli kapacitásjog megszerzését a T_1 -es tranzakció kezdeményezője értékeli a legmagasabbra $T_1=15\text{EUR/MW}$ ajánlati árral, majd – csökkenő sorrendben – $T_2=10\text{EUR/MW}$, illetve $T_3=5\text{EUR/MW}$. Tekintve, hogy egyik tranzakció igényelt kapacitásmennyisége sem haladja meg önmagában a rendelkezésre álló átviteli kapacitást, a teljesülés feltétele egyedül a rezervációs ár nagysága lesz. Vagyis azon piaci szereplő(k) nyer(nek) használati jogot a határkeresztelő kapacitáson, aki(k) pénzben kifejezve a legtöbbre értékeli(k) azt. Jelen esetben T_1 és T_2 .

5.2.2. Nem fizikai átviteli jogon alapuló szűk keresztmetszet kezelés

Standard market splitting

A fizikai átviteli jogok eddig megismert ATC allokációs technikáival ellentétben a market splitting során **az átviteli kapacitás allokációja nem ex-ante történik meg egy adott időhorizontra, függetlenül a villamos energiával, mint jószággal való kereskedelemtől, hanem azzal szimultán módon szervezett piaci keretek között.** A market splitting tehát locational pricing-on alapul, annak is a zonális változatán (5.1. alfejezet). Az eljárás során első lépésben a piacot szervező átviteli rendszerirányító a pool-nál megismert módon a teljes ellátási területét érintően villamos energiára vonatkozó nagykereskedelmi eladási és vételi ajánlatokat fogad be. Majd **nem figyelembe véve** a hálózat szűk keresztmetszeteit, az egyes ajánlatokból aggregált keresleti és kínálati görbét határoz meg, amelyek metszéspontja adja a piactisztító árat. A 15. ábrán a $P_{\text{tisztító}}$ jelöli ezt az árat.

Ha a piactisztító árhoz tartozó villamosenergia-mennyiség az átviteli hálózat valamely pontján szűk keresztmetszetet okozna, akkor a locational pricing-nál megismertek alapján zónákat fog kialakítani, hogy csak a zónák között jelentkezzen szűk keresztmetszet.⁷⁵ A szűk keresztmetszet egyik oldalán többlettermelés („A zóna”), míg másik oldalán többletfogyasztás („B zóna”) mutatkozna. A többlettermelést mutató „A zóna” a „B zóna” többletfogyasztását is kielégítené, tehát a többlettermelést mutató zóna

⁷⁵ Az egyszerűség kedvéért vizsgáljunk két zónás modellt.

erőművei számára az érzékelt kereslet D -ből⁷⁶ D'' -be mozdulna el. (Az erőművek az S kínálati görbe mentén növelik kibocsátásukat.)

A többletfogyasztást mutató „B zóna” az „A zóna” többlettermelését venné fel, tehát a többletfogyasztást mutató zónában az érzékelt kínálat S -ből⁷⁷ S'' -be mozdulna el. (A fogyasztás D mentén mozdulna el.) Ehhez azonban az ábrán jelzett **„szükséges átviteli kapacitás”** kellene, hogy rendelkezésre álljon. A két zóna között azonban ennél kevesebb áll rendelkezésre, amit a **„hozzáférhető átviteli kapacitás”** jelöl. A szűk keresztmetszet következtében az „A zónából” a piactisztító ár mellett megtermelendő (ajánlott) villamosenergia-mennyiséget nem lehetne teljes egészében kiszállítani, míg a „B zónába” a piactisztító ár mellett fogyasztandó (keresett) mennyiséget nem lehetne teljes egészében beszállítani.

Az átviteli rendszerirányító ezért a többlettermelést mutató „A zónában” a piactisztító árhoz képest csökkenti az árat (P_a), míg a többletfogyasztást mutató „B zónában” növeli (P_m), vagyis a két zónában a villamos energia ára egyrészt különbözni fog,⁷⁸ másrészt az átviteli kapacitáson megszűnik a szűk keresztmetszet. A szűk keresztmetszet azért szűnik meg, mivel a **magas árszintű zónában** egyrészt csökken a kereslet (a zónabeli fogyasztók D mentén csökkentik keresletüket), másrészt olyan saját zónabeli erőművek is üzembe fognak menni, amelyek határköltségét eddig nem fedezte volna a piactisztító ár. Az ábrán az eredeti S és a feltételezett S'' kínálati görbe között elhelyezkedő S' fogja jelenteni az P_m mellett kialakuló új ajánlati görbét, ami egyrészt a saját zónabeli felfutott termelésből, másrészt az átviteli kapacitás teljes kihasználtsága mellett (tehát éppen szűk keresztmetszet kialakulás nélküli) zónába érkező villamos energia beszállításból áll össze. Az **alacsony árszintű zónában** ennek pont a fordítottja fog lejátszódni. Az ábra lehetőséget biztosít abból a szcenárióból való kiindulásra is, hogy a két zónában először az átviteli kapacitás nulla értéke mellett kialakulnak az egyensúlyi árak, majd utána kerül sor az interzonális ajánlatok beadására. Ez olyan körülmények között képzelhető el, ha a zónákban egyébként megfelelő mennyiségű kínálat áll szemben a kereslettel.

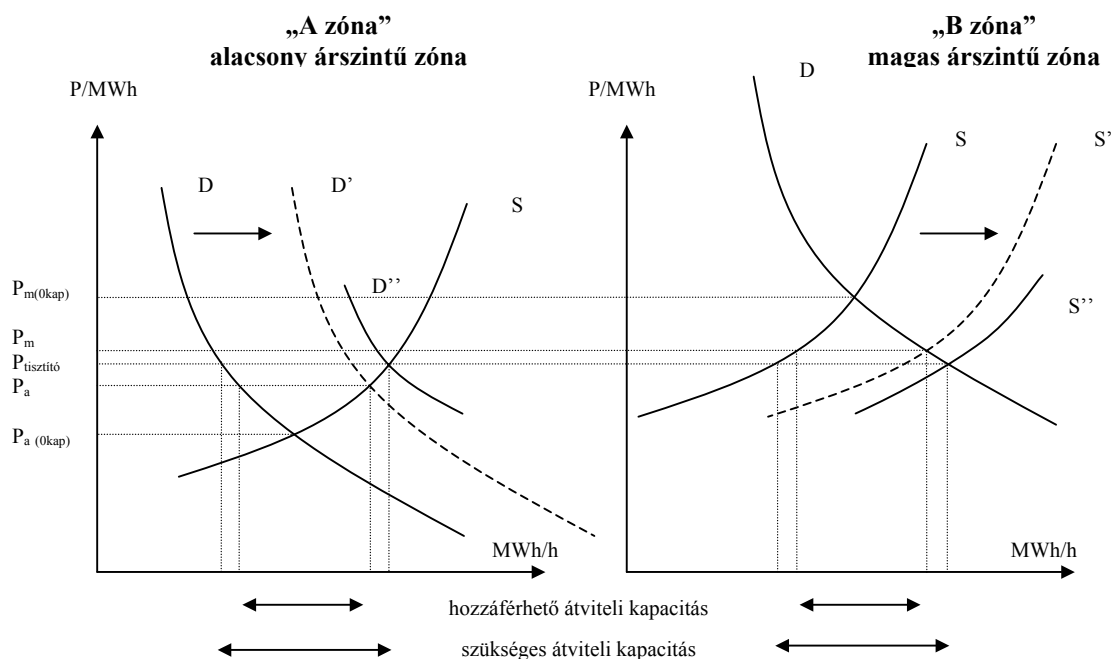
⁷⁶ D azt a keresleti görbét jelöli, ami csak a saját zónabeli fogyasztók keresletét reprezentálja, míg P_a (0_{kap}) azt az árat, ami akkor alakulna ki a zónában, ha az átviteli kapacitás értéke nulla lenne a két zóna között.

⁷⁷ S azt a kínálati görbét jelöli, ami csak a saját zónabeli termelők kínálatát reprezentálja, míg P_m (0_{kap}) azt az árat, ami akkor alakulna ki a zónában, ha az átviteli kapacitás értéke nulla lenne a két zóna között.

⁷⁸ Az „A zóna” alacsony-, a „B zóna” magas árszintű zóna lesz a piactisztító árhoz képest.

15. Ábra

Market splitting során kialakuló egyensúlyi árak



Forrás: [ETSO, 2001.b]

A market splitting eljárás alkalmazható több országos (szabályozási zónás) modellre is, ekkor market splitting-gel megvalósuló market coupling-ról beszélünk. [EUROPEX, 2003.] Ennek feltétele, hogy az országok rendelkezzenek egy közös szervezett piaccal, vagy külön-külön, de együttműködő szervezett piacokkal. A valóságban a market splitting eljárás során az egyes ajánlatok előre jól definiált zónák szerint kerülnek beadásra, és ha a zónák között szűk keresztmetszet lép fel, akkor az ajánlati zónák árzónákká válhatnak.⁷⁹

Az előző eljárásokhoz hasonlóan a market splitting során is képződik bevétel az átviteli rendszerirányítónál.⁸⁰ A bevétel egyenlő a szűk keresztmetszet többletfogyasztási oldalán a P_m és a többlettermelési oldalán a P_a különbségével és a rendszerösszekötő elemen átfolyó villamos energia szorzatával.

A market splitting eljárás előnye, hogy a szűk keresztmetszetek beárazódása – hasonlóan az explicit aukcióhoz – versenyalapon történik, vagyis az a szereplő fogja

⁷⁹ Market splitting eljárás működik például a Nord Pool-on.

⁸⁰ Az előző eljárásoknál a bevétel egyenlő az alokált mennyiség és a valamilyen elv szerint kialakult ár szorzatával.

megkapni az átviteli jogot, ki a legtöbbre értékeli azt. A market splitting során a szimultán árazás következtében a piac implicit aukciós eljárást használ. További előnye, hogy – a hálózat nem jelentős hurkoltsága esetén – figyelembe tudja venni a loop flow áramlásokat, mivel az átviteli kapacitások nem előre kerülnek kiosztásra (6. modellpélda).

6. Modellpélda

Három zónás implicit aukciós eljárás loop flow-k figyelembevételével

Modellfeltevések

Három szabályozási zónával hurkolt hálózatban számolnunk kell a loop flow jelenségével. Az egyszerűség kedvéért alkalmazzunk egy olyan – módosított – Chao-Peck hurkolt hálózati modellt, amely három szabályozási zónából áll (az 1. ábrának megfelelően: szabályozási zóna I.-III.-IV.), a zónákon belül egy-egy csomóponttal (az ábrának megfelelően: 1.,2.,3.). Az eredeti ábrához képest mind a három csomópont rendelkezzen termeléssel (G) és fogyasztással (L) is. A fogyasztási értékek: az 1-es csomópontonál 150MW, 2-es és 3-as csomópontoknál 300MW.

Tételezzük fel továbbá, hogy az 1. és 3. csomópontot egy 50MW teljesítményű átviteli kapacitás kapcsolja össze, míg a másik két átviteli kapacitás teljesítménye végtelen. Az egyes vezetékszszakaszok impedanciája legyen azonos. A szabályozási zónákon belül nem alakulnak ki szűk hálózati keresztmetszetek, továbbá a rendszerhasználati díjakat figyelmen kívül hagyjuk.

Az egyes szabályozási zónákba telepített erőművek eltérő technológiai és gazdasági adottságokkal rendelkeznek, vagyis eltérően alakul **határkölség-függvényük**:

$$MC_1=20+Q_1/25$$

$$MC_2=40+Q_2/25$$

$$MC_3=30+Q_3/25$$

Implicit aukciós eljárással olyan optimális termeléseloszlást lehet biztosítani, amely egyszerre elégíti ki a termelési költségek minimalizálását a fogyasztói igények kielégítése mellett, miközben figyelembe veszi az 1. és 3. csomópontokat összekötő átviteli kapacitás teljesítményének limitált voltát.

A fentiek alapján egyetlen hatékony megoldás létezik: az 1. és 3. csomópontokban 375MW villamos energiát kell termelni, míg a 2. csomópontban 0MW-ot. **Az áramlások** – Kirchhoff törvényeit kielégítve – az alábbiak szerint alakulnak:

$$\begin{array}{l} \text{vezetékszszakasz}_{1 \rightarrow 3} \\ 50\text{MW} \end{array}$$

$$\begin{array}{l} \text{vezetékszszakasz}_{3 \rightarrow 2} \\ 125\text{MW} \end{array}$$

$$\begin{array}{l} \text{vezetékszszakasz}_{1 \rightarrow 2} \\ 175\text{MW} \end{array}$$

A **lokális árak** az alábbiak szerint alakulnak:

$$P_1=35\text{EUR/MWh}$$

$$P_2=40\text{EUR/MWh}$$

$$P_3=45\text{EUR/MWh}$$

Lehetséges-e hatékonyabb gépkiosztás, azaz olcsóbban ellátni a fogyasztókat? A kérdést úgy is megfogalmazhatjuk, hogy lehetséges-e visszatérheli egy magas határkölségű erőművet, s vele

párhuzamosan felterhelni egy alacsonyabb határköltségűt? A 2. csomópontban lévő legmagasabb határköltségű erőmű nincs üzemben, így azt visszaterhelni már nem lehet. Az 1. csomóponti erőmű a legalacsonyabb határköltségű, így azt nem célszerű visszaterhelni. Mi történik akkor, ha 3. csomóponti erőművet 1MW-tal visszaterheljük és a 2. csomóponti erőművet 1MW-ra kiterheljük? Elméletileg 5EUR/h megtakarítás jelentkezne, de egyben sérülne az 1-es és 3-as csomópontokat összekötő vezetékszakas 50MW-os teljesítménykorlátja, mivel 51MW-ot kellene levezetnie, hogy pótolja a 3. csomópontban keletkező 1MW hiányt. Ez a kialakuló szűk keresztmetszet miatt nem lehetséges.

Mi történik akkor, ha a 3. csomóponti erőművet visszaterheljük és ugyan olyan arányban felterheljük az 1. csomópontot. Elméletileg 10EUR/h megtakarítást érhetünk el, de szintén sérülne 1-es és 3-as csomópontokat összekötő vezetékszakas 50MW-os teljesítménykorlátja.

A következőkben vizsgáljuk meg a kialakult egyensúlyi árakat. Adott csomópontban kialakuló ár egyenlő az adott csomópontban utoljára elfogadott (üzembe hívott) szabad MW árával. A szabad kapacitás kiterhelése (elfogadása) – tekintettel a kereslet ár-rugalmatlanságára – csak úgy valósulhat meg, ha más csomópontban csökkentjük a kibocsátás nagyságát.

Ha az 1. csomópontban elfogadunk még egy szabad MW-ot, és bármely másik csomópontban hasonló nagyságban csökkentjük a kibocsátást, akkor a megvalósuló áramlások miatt sérül az 1. és 3. csomópontot összekötő vezetékszakas 50MW-os teljesítménykorlátja. Vagyis az 1. csomópontban nem lehet addicionális MW-ot elfogadni, így a határköltség az utoljára elfogadott MW alapján $20+375/25$ EUR/MWh, azaz 35 EUR/MWh, ami megfelel a korábban megadott P_1 árak.

Ha a 3. csomópontban fogadunk el még egy szabad MW-ot, akkor az 1. vagy a 2. csomópontokban kell csökkenteni a kibocsátást. Ez azonban nem olyan gazdaságos, mintha pont a 3. csomópontban csökkentenénk a kibocsátást, azaz a 375MW-nál nem célszerűbb többet termelni. Így a határköltség az utoljára elfogadott MW alapján $30+375/25$ EUR/MWh, azaz 45 EUR/MWh, ami éppen megfelel a korábban megadott P_3 árak.

Ha a 2. csomópontban fogadunk el még egy szabad MW-ot és ezzel együtt csökkentjük a 3. csomóponti kibocsátást, akkor azzal megsértenénk az 1. és 3. csomópontot összekötő vezetékszakas teljesítménykorlátját, tekintettel arra, hogy a vezetékszakasban 50MW fölé növekedne a terhelés. A vezetékszakas teljesítménykorlátja nem sérülne ugyanakkor, ha az 1. csomóponti kibocsátást csökkentjük. Ez azonban gazdaságatlanabb mintha a 3. csomópontot fognánk vissza. Mi a megoldás? Ha azonos arányban csökkentjük az 1. és 3. csomóponti kibocsátást, akkor az áramlások nagysága nettó értelemben nem változik, így nem sérül a teljesítménykorlát. Továbbá $(35+45)/2$ EUR/MWh, azaz 40EUR/MWh költségmegtakarítás jelentkezik, ami egyenlő P_2 -re megadott árral.

Egy rövid gondolat erejéig térjünk vissza a fentebb, illetve az 5.1. alfejezetben is leírt következő állításhoz: a bilaterális piaccal szemben a lokális árazást végző centralizált piac előnye, hogy olyan optimális teherelosztást biztosít, amellyel minimalizálhatók a termelési költségek. Egy bilaterális alapon működő nagykereskedelmi piacon a piaci szereplők célfüggvénye nem a rendszer hatékonyságának – és egyben a fogyasztói többlet – növelése, hanem saját profitjuk maximalizálása. **Ez ugyanakkor azt is jelenti, hogy egy bilaterális piacon az egyensúly akkor fog beállni, ha minden kereskedelmi**

(arbitrázs) lehetőség elfogyott. Ha a bilaterális piac tökéletes versenypiacként működik, akkor az is igaz, hogy a kereskedelmi tranzakciók következtében előbb-utóbb ugyan olyan árak fognak kialakulni az egyes csomópontokban (zónákban), mint a centralizált piacszerzés mellett egy lépésben.

A fentiek fényében ellenőrizzük le, hogy a kapott P_1 , P_2 és P_3 árak mellett van-e még lehetőség **nyereséget hozó bilaterális alapú arbitrázsra**, azaz milyen profitabilis kereskedési lehetőségek jelentkezhetnek még az egyes csomópontokban lévő fogyasztók ellátása érdekében.

A bilaterális filozófia miatt most tételezzük fel, hogy a tökéletes verseny megvalósulása érdekében a csomópontokban több kisebb erőmű működik. Az egyszerűség kedvéért tételezzük fel, hogy a szűk keresztmetszetnek számító 1. és 3. csomópontot összekötő 50 MW kapacitású vezetékszakas teljes használati jogát [physical transmission right (PTR)] az 1. csomóponti erőművek veszik meg. Az egyes csomópontokban a helyi erőművek saját határköltségükön látják el a helyi fogyasztókat, vagy azon kereskedőket, akik a 2. csomóponti fogyasztók keresletét elégítik ki.

1. csomópont: A példában szereplő összes erőmű határköltsége 35EUR/MWh vagy annál nagyobb eladási árat tesz csak lehetővé, így az 1. csomóponti fogyasztók legalacsonyabb áron a saját, 1. csomóponti erőművekből juthatnak villamos energiához. (Tekintsünk el attól a szélsőséges esettől, hogy valamely erőmű határköltsége alatt értékesít.) Arbitrázs lehetőség tehát nincsen. Az 1. csomóponti fogyasztókat az 1. csomóponti erőművek fogják ellátni (150MW) teljes egészében.

3. csomópont: A 3. csomóponti erőművek határköltsége 45EUR/MWh, vagyis ezen az árszinten képesek ellátni saját csomóponti fogyasztóikat. Az 1. csomóponti erőművek ennél 10EUR/MWh-val alacsonyabb áron képesek villamos energiát előállítani. Kérdés, hogy a PTR olyan szinten árazódik-e be, amelyen még rentábilis az 1. csomópontból a 3. csomópontba irányuló villamosenergia-kereskedelem? Az 1. csomóponti erőművek kereskedelmi szerződéseikben összesen 75MW-ot tudnak értékesíteni a 3. csomóponti fogyasztóknak, tekintettel arra, hogy az impedancia-feltételek szerint az áramlások 2/3 része, azaz 50MW fog közvetlenül a szűk keresztmetszetet képező vezetékszakasra jutni.⁸¹ Ez azonban azt is jelenti, hogy a PTR 15EUR/MW-ra fog beárázódni, mivel az 1. csomóponti erőművek minden 1MW PTR birtokában 1,5MW villamos energiát tudnak értékesíteni 10EUR/MWh haszonnal. Vagyis a 75 MW-on kívül nincs lehetőség további hasznot hozó kereskedelemre, mivel az árszintek különbségét pontosan felemésztí a PTR megszerzésének joga (lásd SCHWEPPE elméletének kifejtését az 1. modellpéldában). A 3. csomóponti fogyasztókat az 1. csomóponti erőművek fogják ellátni 75MW erejéig, a többi 225MW-ot a saját csomóponti erőműveik fogják szolgáltatni.

2. csomópont: A 2. csomóponti fogyasztók 40EUR/MWh-t fizetnek. Ilyen árszinten az 1. csomóponti erőművek 5EUR/MWh hasznot realizálnának, ha PTR nélkül el tudnák őket látni. Az 1. és 2. csomópontot összekötő vezetékszakasnak nincs teljesítménykorlátja, így ott nem kell PTR-t birtokolni.

⁸¹ A maradék 1/3 rész párhuzamos áramlás, ami nem a szűkös jószágon keresztül, hanem a hosszabb, közvetett útvonalon keresztül valósul meg.

Az 1. és 3. csomópontot összekötő vezetékszakaszon szűkös jóságot képez és mivel a kereskedelmi szerződés mögötti teljes áramlás 1/3 része – a párhuzamos áramlás miatt – erre a vezetékszakasza esik, ezért a szerződés teljesítése érdekében PTR-t kell szerezni. A PTR – a fentiek szerint – 15EUR/MW, így minden 1. csomópontból importált 1MW villamos energiához $1/3 \cdot 15\text{EUR/MW}$, azaz 5EUR/MW PTR szükséges. Vagyis nincs lehetőség hasznot hozó kereskedelemre, mivel az árszintek különbségét pontosan felemésztí a PTR megszerzésének joga. A 2. csomóponti fogyasztókat azonban pl. egy kereskedő el tudja látni az 1. és 3. csomóponti erőművekből származó villamos energiával úgy, ha 150–150MW-ot vásárol erőművenként. A közvetlen áramlások így olyan vezetékszakasza esnek, amelyeknek nincs teljesítménykorlátja; a párhuzamos áramlások pedig nem terhelik túl az 1. és 3. csomópontot összekötő teljesítménykorlátos vezetékszakasza, mivel ellentétes irányúak, így kioltják egymást. (Ezt hívjuk az áramlások nettósításának.)

Ha összeszámoljuk a bilaterális alapú szerződések nyomán megvalósuló termelési, fogyasztási és áramlási értékeket, akkor azok megfelelnek a centralizált piacszerkezéssel kapottaknak. A P_1 , P_2 és P_3 árak, valamint a hozzájuk tartozó mennyiségek tehát bilaterális egyensúlyi áraknak is tekinthetők, mivel nincs lehetőség haszonnal arbitrálni.

(Vegyük észre, hogy a bilaterális kereskedelmi tranzakciók bemutatása során olyan idealizált szabályozási keretek között működő tökéletes versenypiacot vettünk alapul, ami általában nem lelhető fel a valóságban. Egyrészt a piacon több kis méretű erőmű adta a kínálatot, másrészt a párhuzamos áramlásoknál figyelembe lett véve a PTR igény, harmadrészt az áramlások nettósításra kerültek.)

Egyéb módszerek

A nem fizikai átviteli jogon alapuló szűk keresztmetszet kezelés egyéb módszerei között az újra-teherelosztás (redispatching), a határon keresztüli újra-teherelosztás [cross-border co-ordinated redispatching (CCR)] és az ellenkereskedelem (counter trading) módszerei ismeretesek még. **Az eljárások közös jellemzője, hogy segítségével befolyásolni lehet a szabályozási zónákat összekötő rendszerösszekötő elemeken rendelkezésre álló kapacitások nagyságát.** E technikák általában a nem tartósan jelentkező szűk keresztmetszetek kezelésére használatosak.

Újra-teherelosztás

Az előző alfejezet bemutatta, hogy ha az átvitel iránti igény meghaladja a rendelkezésre álló kapacitást, akkor az ATC valamilyen technika alapján beárázásra és allokálásra kerül a piaci szereplők között. Ha a felosztás során az ATC „elfogyott”, akkor a szűk keresztmetszeten keresztül további tranzakciók lebonyolítására nincs lehetőség. Ilyen esetben az átviteli rendszerirányító által végrehajtott újra-teherelosztás lehetővé teheti a

határkeresztező átviteli kapacitás részbeni felszabadítását, vagyis további tranzakciók lebonyolítására nyílik lehetőség.

Az újra-teherelosztás során az átviteli rendszerirányító a saját szabályozási zónájában az ismert erőművi határkölségek alapján felállítható merit order-nek megfelelően fel- vagy leszabályozza azon erőműveket, amelyeken keresztül hatással lehet a villamos energia fizikai áramlására, ezáltal tehermentesítve a rendszerösszekötő átviteli kapacitást. Az újra-teherelosztás természetesen addicionális költséget jelent a rendszerirányítónak, amely költséget egyrészt ráterhelhet arra a kereskedelmi tranzakcióra, amely a felszabaduló ATC-n keresztül igénybe veheti a határkeresztező kapacitást, vagy szocializálhatja a piac összes szereplője között. Gazdasági hatékonyság és gazdasági jelzés⁸² szempontjából az első megoldás hasznosabb.

Az újra-teherelosztás legnagyobb előnye tehát abban rejlik, hogy a szabályozási zóna belső hálózatán a villamos energia fizikai áramlásának módosításán keresztül a határkeresztező kapacitáson – közgazdasági értelemben – több tranzakciót lehet lebonyolítani, mintha csak az átviteli kapacitásjogok kerültek volna allokálásra (16. ábra).

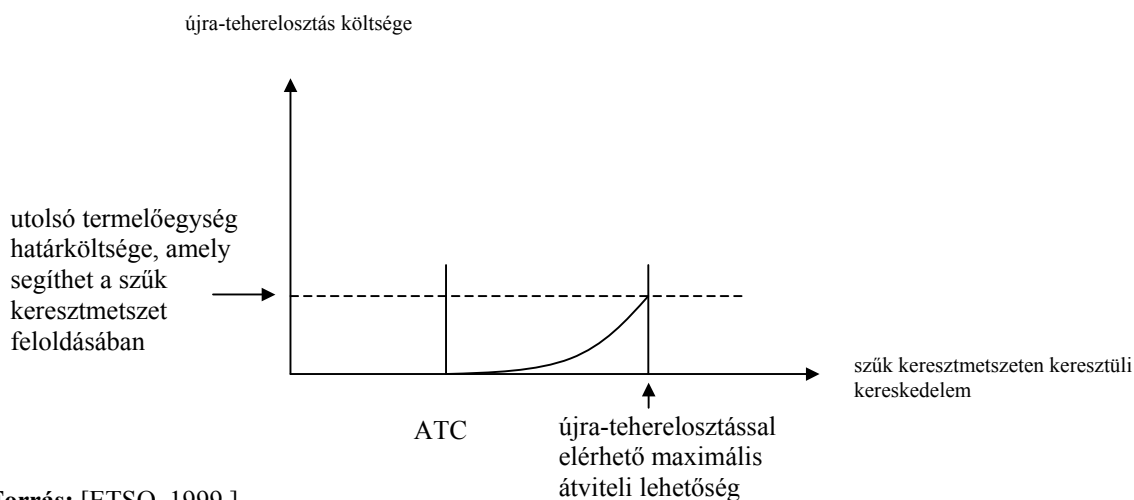
Abban az esetben, ha az újra-teherelosztás költségei nem kerülnek szocializálásra – hanem azt a tranzakciót terhelik, amely az átviteli kapacitáson újra-teherelosztás nélkül szűk keresztmetszetet okozna –, a piaci szereplőknek lehetőleg minél pontosabb információval kell rendelkezniük arról, hogy milyen nagyságú költségeket terhelne rájuk az átviteli rendszerirányító, ha kérnék a tranzakció menetrendbe vételét.

A rendszerirányítónak érdeke, hogy olyan mechanizmust dolgozzon ki, amely képes azon kereskedelmi tranzakciók beazonosítására, amelyek újra-teherelosztás igénybevétele mellett végrehajthatók.

⁸² Lásd az 5.4.1. alfejezetet.

16. Ábra

Újra-teherelosztás



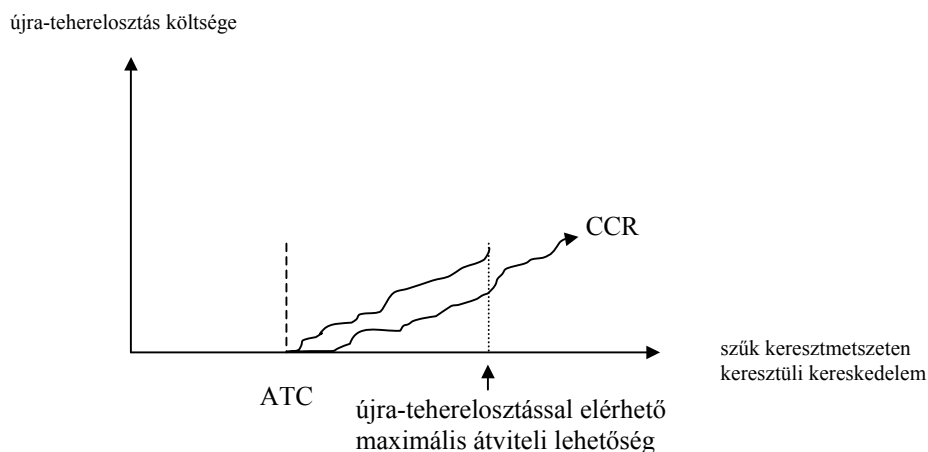
Forrás: [ETSO, 1999.]

Határon keresztül koordinált újra-teherelosztás (CCR)

Ha több rendszerirányító egymással koordinált módon hajtja végre saját szabályozási zónájában az újra-teherelosztást, akkor határon keresztül koordinált újra-teherelosztásról beszélünk. **Ez az eljárás hatékonyabb, mivel az átviteli kapacitás mindkét oldalán beavatkozásra kerül sor (17. ábra).** A határon keresztül koordinált újra-teherelosztást gyakran hasonlítják a market splitting-hez abból a szempontból, hogy mind a két eljárás a villamos energia fizikai áramlásán keresztül ragadja meg a szűk keresztmetszet kezelését. Ez igaz, azonban amíg a market splitting-nél egy centralizált piacon kialakított ajánlati- és árzónák működnek, addig a határon keresztül történő koordinált újra-teherelosztásnál csak az átviteli rendszerirányítók együttműködéséről van szó.

17. Ábra

Határon keresztül koordinált újra-teherelosztás



Forrás: [ETSO, 1999.]

Ellenkereskedelem

Az eljárás lényege megegyezik az újra-teherelosztással és a határon keresztül koordinált újra-teherelosztással. A másik két technikával szembeni különbség, hogy **ellenkereskedelem** esetében a TSO nem a határkötség alapú merit order-nek megfelelően fogja az erőműveket utasítani, hanem a valós idejű (pl. 15 perces időhorizontú) szabályozási energia piacán az erőművek által megadott ajánlati árak alapján kialakuló merit order szerint.

Ellenkereskedelmet lehet megvalósítani napon belüli-, vagy másnapi menetrendesített kereskedelmi tranzakcióval is. Ha az átviteli rendszerirányító elő tud állítani olyan üzemállapotot, hogy a rendszerösszekötő kapacitáson keresztül ellentétes irányú kereskedelmi tranzakció Kirchhoff II. (hurok)törvénye alapján „kioltsa” egy azonos nagyságú kereskedelmi tranzakció áramlását, akkor a kereskedelmi tranzakcióknál is megvalósítható az áramlások nettósítása. *(lásd 6. modellpélda)*

Az áramlások nettósítása alkalmazható az újra-teherelosztás és a határon keresztül koordinált újra-teherelosztás módszerénél is. Vegyük észre, hogy a market splitting-nél implicit felhasználásra kerül az áramlások nettósításának lehetősége. *(6. modellpélda)* A Nord Pool az ellenkereskedelem technikáját használja fel erre a célra.

Az ellenkereskedelem technikájával kapcsolatban ejtsünk néhány szót a szűk keresztmetszet kezelés költségéről. Az érintett rendszerösszekötő elem terhelése az ellenkereskedelem révén úgy kerül csökkentésre, hogy az az átviteli rendszerirányító részére nem jelent feltétlenül addicionális költséget. Vagyis a felszabaduló átviteli kapacitás nagyságával arányos bevétel illeti meg az ellenkereskedelmi szerződéssel bíró piaci szereplőket, amit az átviteli rendszerirányító fizet. A TSO ebből eredő költségét részben fedezni tudja, ha a felszabadult kapacitást ismét pl. aukcióra viszi.

5.2.3. A szűkös átviteli keresztmetszet kezelését szabályozó rendeleti előírások

Az 5.2.1. és az 5.2.2. alfejezetekben bemutatásra került, hogy locational pricing hiányában a tagállamok milyen fizikai átviteli jogon alapuló allokálási technikákat és egyéb megoldásokat alkalmaznak a határkeresztező kereskedelem tekintetében.⁸³ Ezek

⁸³ A 2. táblázatban a legkritikusabb határkeresztező kapacitások tekintetében az egyes allokációs technikák kerültek feltüntetésre.

előnyei és hátrányai is vizsgálatunk tárgyát képezték. Jelen alfejezet azt tárja fel, hogy az EU-szabályozás milyen előírásokat tartalmaz e témakörben.

A szabályozást körüljárva azt találjuk, hogy sem a régi, sem az új irányelv nem foglalkozott a kérdéskörrel! A 1228/2003/EK rendelet azonban már tételes előírásokat tartalmaz az európai modell ezen elemére.

A rendelet 5. és 6. cikkei, valamint a rendelet mellékletét képező – eddig egyetlen – iránymutatás⁸⁴ alapján a tagállamoknak alapvetően fizikai átviteli jogon alapuló piac működését kell lehetővé tenniük. **Az egyes cikkek azonban nem határozzák meg, hogy a kapacitások árazása (szétosztása) ex-ante, vagy szimultán módon valósuljon meg a villamos energia, mint jószág nagykereskedelmi spot piacon történő kereskedelmével. Ezzel a Bizottság lehetővé teszi, hogy a market splitting-gel működő Nord Pool és a többi EU ország által alkalmazott megoldások párhuzamosan működhessenek. A Nord Pool szempontjából ez pozitívum, azonban a kontinentális államok által alkalmazott megoldás – azaz a villamos energia és az átvitel árazásának különválása – ezzel végérvényesen bebetonozódott!** A modell problémáit itt most nem kívánom megismételni, azok elolvashatóak az 5.2.1. alfejezetben.

Az alábbiakban vizsgáljuk meg azt, hogy a rendelet és az iránymutatás milyen előírásokat tartalmaz arra vonatkozóan, hogy a választott modell minél hatékonyabban működjön. A vizsgálatot kezdjük a fizikai átviteli jog allokációjának technikával. A rendelet 6. cikk (1) bekezdése szerint *„a szűk keresztmetszet problémáira megkülönböztetéstől mentes, piaci alapú megoldásokat kell alkalmazni, amelyek hatékony gazdasági jelzéseket szolgáltatnak a piaci szereplőknek és az érintett átviteli rendszerirányítóknak”*. A bekezdés továbbá kimondja, hogy *„a szűk hálózati keresztmetszet problémáit lehetőleg tranzakciófüggetlen módszerekkel kell megoldani, azaz olyan módszerekkel, amelyek nem az egyes piaci szereplők szerződéseinek közötti különbségtételre alapulnak”*. Ilyen megoldást – az előző fejezetben leírtak alapján két módszer biztosít: egyrészt a **market splitting**, másrészt az **explicit aukciós** eljárás. (Vagyis a tagállamok csak 2004. július 1-jéig alkalmazhatnak bármely más, ettől különböző technikát, mint például first come – first serve, vagy pro rata eljárás.)

⁸⁴ 1228/2003/EK rendelet mellékletének címe: *„Iránymutatások a nemzeti hálózatok közötti rendszerösszekötők rendelkezésre álló átviteli kapacitásainak felosztására és kezelésére vonatkozóan.”*

A rendelet mellékletében található iránymutatás egyértelműen említi mind a két technikát.

A **market splitting-re** vonatkozóan (A szűk keresztmetszet kezelése módszereinek irányadó elvei 3. pont): *„a piacmegosztás és egyéb, piaci alapú, a „tartós” szűk keresztmetszet megszüntetésére alkalmas módszerek, valamint az ellenirányú kereskedelem, mint az átmeneti szűk keresztmetszet megszüntetésére alkalmas módszer együttes használatának lehetséges előnyeit haladéktalanul fel kell mérni, mint a szűk keresztmetszet kezelésének egyik, hosszabb távon használható megközelítését”.*

Az **explicit aukcióra** vonatkozó eljárással a rendelet iránymutatása külön fejezetben foglalkozik [A nyílt (explicit) aukcióra vonatkozó iránymutatások]. A fejezet részletes előírásokat tartalmaz arra vonatkozóan, hogy a tagállamok átviteli rendszerirányítói által szervezett aukciók milyen feltételeknek feleljenek meg. Azt a problémát, hogy az átviteli jog és a villamos energia kereskedelme elválik egymástól, valamint, hogy a jog ex-ante kerül szétosztásra – ami kockázatot jelent a piaci szereplő részére, hiszen csak a jog megszerzése után képes villamosenergia-szállításra vonatkozó szerződéses kapcsolatba lépni üzletfelével –, a rendelet iránymutatása az alábbi előírással próbálja meg kezelni: *„A nyílt aukciós eljárásokat az érintett nemzeti szabályozó hatóság és az átviteli rendszerirányító szoros együttműködésével kell kidolgozni oly módon, hogy az ajánlattevők részt tudjanak venni az érintett országokban az egyéb szervezett piacok (pl. az energia-tőzsde) napi eljárásaiban is.”*

A rendelet fent említett 6. cikk (1) bekezdésében leírtaknak azonban megfelelhet a nem fizikai átviteli jogon alapuló szűk keresztmetszet kezelés technikájaként már említett újra-teherelosztás és határon keresztül koordinált újra-teherelosztás módszere is. Az iránymutatás e technikák alkalmazását is lehetővé teszi (A szűk keresztmetszet kezelése módszereinek irányadó elvei 2. pont): *„a határkeresztező összehangolt újrateherelosztást vagy ellenirányú kereskedelmet az érintett átviteli rendszerirányítók közösen alkalmazhatják”.* Mint az az 5.2.2. alfejezetben kifejtésre kerül, e technikák alkalmazása addicionális költségeket jelent a rendszerirányítók számára, amit elsősorban szocializálni szoktak az összes piaci szereplő között. Éppen ezért az iránymutatás előírja, hogy az *„újrateherelosztás és ellenirányú kereskedelem miatt az átviteli rendszerirányítóknál keletkező költségeket gazdaságos szinten kell tartani”.*

Mindez azt is jelenti, hogy az iránymutatás a rendszerirányítók koordinált együttműködése irányába mozdul el.⁸⁵

Az 5.2.1. alfejezet részletesen tárgyalta, hogy az átviteli kapacitások fizikai áramlások előtti (ex-ante) megállapítása és allokációja meglehetősen problematikus. A rendelet ezt próbálja orvosolni „*a rendszerösszekötő kapacitásokról szolgáltatandó információkról*” szóló 5. cikkében. Az 5. cikk (2) bekezdésében a rendelet előírja az átviteli rendszerirányítók részére, hogy a rendszerirányító által használt biztonsági, üzemviteli és tervezési szabványokat nyilvánosságra kell hozni, továbbá, hogy a nyilvánosságra hozott információknak tartalmazniuk kell a TTC és a TRM számításához használt módszereket. A módszereket pedig az ország szabályozóhatóságának kell jóváhagynia. Ezen előírások nélkül egyrészt az átviteli kapacitások rendszerirányító által történő megállapítása nem lenne átlátható, másrészt lehetőséget kapnának, hogy a TRM nagyságát tetszőlegesen állapítsák meg. Tetszőleges alatt azt értem, hogy olyan mértékben, amelyet egyébként nem indokol a villamosenergia-rendszer biztonsága. Ez a lehetőség – a 13. ábrán megismert összefüggések alapján – indokolatlanul csökkentené a kereskedelem számára allokálható NTC és ATC nagyságát.

A piaci szereplők részére az ATC nagysága bír igazi jelentőséggel. Kereskedelmi szerződéseiket csak ennek tudatában tudják megfelelően kezelni. Ezért az említett cikk (3) bekezdése előírja az átviteli rendszerirányítók számára, hogy „*közzé kell tenniük a rendelkezésre álló átviteli kapacitásokra vonatkozó becsléseket minden napra vonatkozóan...*”. A rendelet csak a becslést tudja előírni, egyrészt, mert mindig jelentkezhetsz a leadott menetrendektől való eltérés, másrészt a rendszer ex-ante jellege miatt nem tudja hatékonyan lekezelni a loop flow-kat. A bekezdés a továbbiakban előírja, hogy az információknak tartalmazniuk kell a „*rendelkezésre álló kapacitás várható megbízhatóságának mennyiségi megjelölését*”. Nem mintha ez nem lenne fontos, de egy kereskedő szempontjából vajmi nagy öröm, hogy tudja ezt a mérőszámot! Az előírást azzal lehet megvédeni, hogy a kereskedő így jobban el tudja dönteni, hogy köt-e valamilyen fedezeti ügyletet kockázatának minimalizálására, vagy sem.

⁸⁵ Az ETSO tételes ajánlásokat dolgozott ki a határon keresztül koordinált újra-teherelosztás alkalmazását illetően. [ETSO, 2003.a]

A loop flow-k okozta bizonytalanság kezelésére az irányelv tartalmaz egy előírást (Általános 6. pont), miszerint *„figyelembe véve azt, hogy a kontinentális európai hálózat erősen szövevényes szerkezetű, valamint azt, hogy a rendszerösszekötő vezetékek használata egy országhatár legalább két oldalán hatással van az energiaáramlásokra, a nemzeti szabályozó hatóságoknak biztosítaniuk kell, hogy semmilyen, más hálózatok energiaáramlását jelentősen befolyásoló szűk keresztmetszet kezelési eljárását ne alakítsák ki egyoldalúan”*. A probléma felismerése fontos előrelépés a jogalkotó oldaláról, azonban az azt megoldani hivatott előírás vajmi kevés eredménnyel járhat. Mindenesetre az tény, hogy az átviteli rendszerirányítók közötti koordinált együttműködés csökkentheti az ilyen áramlások nagyságát.

Az ATC nagyságának megadásához kapcsolódik a 6. cikk (3) bekezdése is, amely a fenti előírásokat mintegy megerősítve rögzíti, hogy *„a rendszerösszekötők és/vagy a határkeresztező áramlásokat érintő átviteli hálózatok legnagyobb kapacitását...a piaci szereplők számára hozzáférhetővé kell tenni.”*

A rendelet 6. cikkének (4) bekezdése tartalmazza a „use it or lose it” elvet, amikor előírja, hogy *„a piaci szereplők az érintett fizikai szállítás időpontját megelőzően kellő időben tájékoztatják az érintett átviteli rendszerirányítókat arról, hogy fel kívánják-e használni a lekötött kapacitásokat. Minden lekötött, de fel nem használt kapacitást újra fel kell ajánlani a piaci résztvevőknek, nyílt, átlátható és megkülönböztetéstől mentes módon”*. Ezzel egyrészt biztosítható a piac dinamikája, másrészt elkerülhető, hogy egy piaci szereplő csak azért lekössön átviteli kapacitást, hogy ezzel megerősítse a szabályozási zónán belüli piaci erőfölényét azáltal, hogy mások számára nem teszi lehetővé a saját portfóliójánál olcsóbb villamos energia importját.

A rendelet 6. cikkének (5) bekezdése előírja a rendszerirányító számára, hogy *„a szűk keresztmetszetű rendszerösszekötő távvezetéseken nettósítani kell minden ellenkező irányú áramlást annak érdekében, hogy a távvezeték legnagyobb kapacitáson lehessen felhasználni. A hálózat biztonságának legteljesebb figyelembe vétele mellett a szűk keresztmetszeten enyhítő ügyleteket soha nem szabad visszautasítani”*. Ezzel az előírással a rendelet lehetővé teszi, hogy az ATC allokációja után azok a kereskedelmi tételek, amelyek azonos nagyságúak, de irányukat tekintve ellentétesek, „fizikailag ne használják” a határkeresztező kapacitást. Ezen kereskedelmi tranzakciók által lekötött ATC nagyság így újra allokálhatóvá válik. (Bizonyos szempontból ez is fikció, mivel

tudjuk, hogy a villamosenergia-rendszeren a szerződéses útvonal, mint olyan, nem létezik.) A nettósításnak azonban van egy igen fontos feltétele. Mindkét rendszerirányítónak ismernie kell a másik rendszerirányító által allokkált jogokat és a mögöttük lévő kereskedelmi tranzakciók tartalmát. Ezt vagy szoros információcserével tudják megvalósítani, vagy közös aukció szervezésével, amire egyébként a rendelet is ösztönzi őket.

Az áramlások nettósítását egy market splitting-en alapuló jól működő nagykereskedelmi piac az ellenkereskedelem technikáját – a korábban leírtaknak megfelelően – lehetővé téve meg tudja valósítani. Míg egy, az átviteli piachoz közvetlen kapcsolattal nem bíró nagykereskedelmi piac esetén ez problematikusabb. A kontinentális Európában ez utóbbi nagykereskedelmi piaci forma a jellemző. Nehezen képzelhető el jelenleg olyan modellváltás, ami előírná, hogy minden határkeresztező kereskedelmi tranzakciót market splitting-en alapuló nagykereskedelmi piacon kelljen lebonyolítani, figyelembe véve azt a tényt, hogy a jelenlegi villamosenergia-forgalom döntő része bilaterális szerződések alapján valósul meg. Ez utóbbi okból a modellváltás nem lenne szükséges, ha a market splitting-et össze lehetne egyeztetni a bilaterális szerződésekkel a határkeresztező kereskedelmet illetően. Milyen megoldások képzelhetők el?

- Az átviteli kapacitásokat ex-ante meg lehet osztani az explicit aukciós és a market splitting eljárások között. Ez a megoldás csak akkor biztosít hatékony rendszerhasználatot, ha a megosztás arányát megfelelően sikerül megállapítani. Ellenkező esetben az egyik piacszerkezési logika mentén olyan tranzakciók is kaphatnak átviteli jogot, amelyek kevésbé hatékonyak azoknál, amelyek a másik piacszerkezési logika mentén már nem kaphattak átviteli jogot, mivel nem állt rendelkezésre szabad kapacitás.
- A bilaterális szerződések feleinek elő lehet írni, hogy a szerződésükben foglalt villamosenergia-mennyiség mértékéig ajánlatot nyújtsanak be a market splitting eljárással működő nagykereskedelmi piacra, így azokat figyelembe lehet venni az implicit aukció során.
- A market splitting-en alapuló nagykereskedelmi piacot működtető átviteli rendszerirányítónak elő lehet írni, hogy az explicit aukciós eljárás alapján alapuló fizikai átviteli jogok piacán szerezzon be átviteli jogot. Ebben az esetben az átviteli rendszerirányító versenyez az összes bilaterális szerződéssel bíró piaci szereplővel a fizikai átviteli jogok piacán.

Ez utóbbi két megoldás ugyan versenyen alapszik, de vagy a bilaterális szerződéssel bíró piaci szereplőket, vagy a market splitting eljárás alapján működő nagykereskedelmi piacra ajánlatot benyújtó piaci szereplőket diszkriminálja. A problémára a következő jelenthet egyfajta megoldást. A market splitting ajánlatainak és a bilaterális szerződéssel bíró piaci szereplők ajánlatainak összesítése után az utóbbiakat részesítjük előnyben akkor és csak akkor, ha az általuk benyújtott ajánlat értéke meghaladja a market splitting során egyébként kialakuló zónaárak közötti különbséget. Így azon bilaterális szerződéssel bíró piaci szereplőknek, akiknek ajánlatai elutasításra kerülnek, érdekében áll, hogy az adott zónaáron kössenek egy helyi fogyasztóval (erőművel) kétoldalú szerződést. [EUROPEX, 2003.] [ETSO, 2002.b]

A fent leírtaknak megfelelően vizsgáljuk meg a 7. *modellpéldában* egy észak–dél típusú hálózati modell segítségével, hogy miként alakul ki az az elszámoló ár, amelynél a bilaterális szerződések ajánlatait már nem részesítjük előnyben.

7. Modellpélda

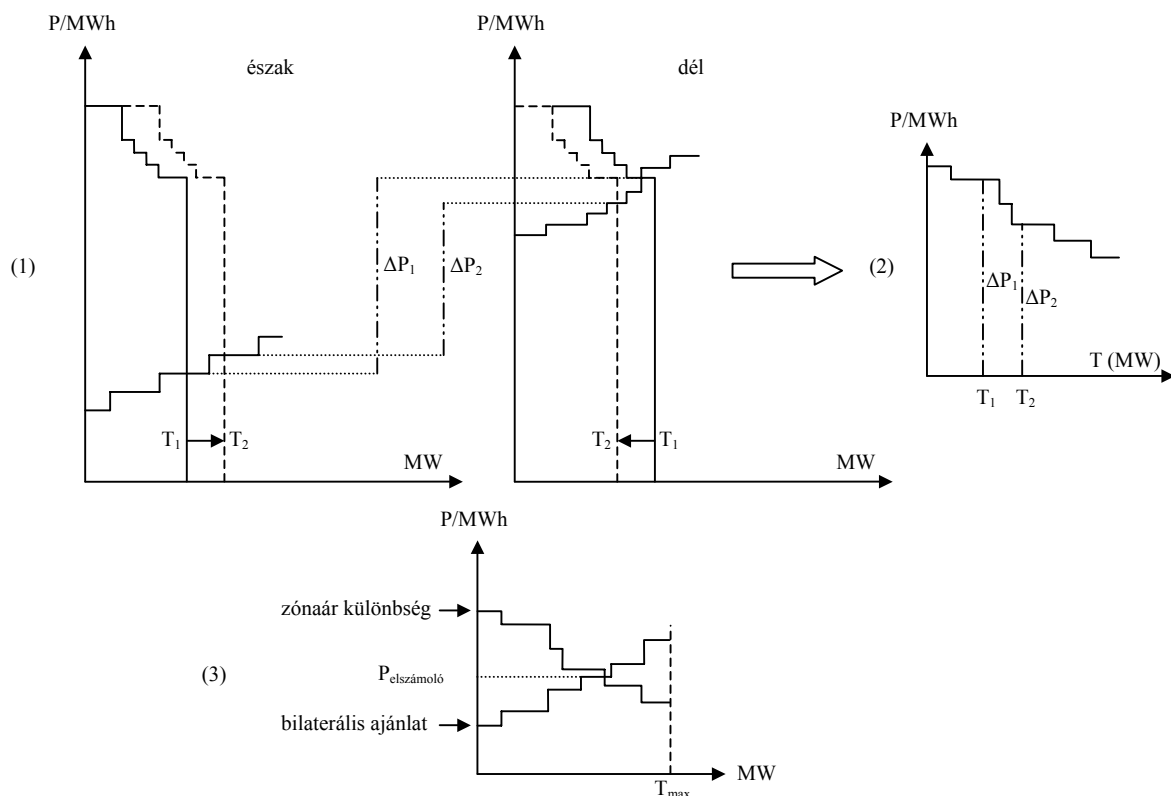
Fizikai átviteli jogok integrálása market splitting eljárásba

Modellfeltevések

Tételezzük fel, hogy a két szabályozási zónát összekapcsoló rendszerösszekötő hálózati elem kapacitását meghaladja a határkeresztesző kereskedelemre beadott ajánlatok össz-terhelésének nagysága. A szabályozási zónákban esetlegesen kialakuló szűk keresztmetszetektől tekintsünk el, vagyis tekintsük azokat homogén zónáknak. Tételezzük fel továbbá, hogy mind északon, mind délen nagyszámú kis beépített kapacitással rendelkező erőművet találunk. Az átviteli kapacitás eredeti tulajdonosa nem bír piaci erőfölénnyel. S végül, a market splitting-et alkalmazó pool bilaterális ajánlatokat is befogad határkeresztesző kereskedelemre. Első lépésben (1) (18. ábra) – a standard market splitting-nél megismertekhez hasonlóan – a pool az eladási és vételi ajánlatoknak megfelelően aggregált keresleti és kínálati görbét határoz meg, amelyet kiegészít a bilaterális szerződések adataival. Második lépésben (2) – a zónaárak megállapítása után – a rendszerösszekötő hálózati elemen teljesülő szerződések alapján egy negatív meredekségű görbét alkot a zónaárak különbségeire vonatkozóan. Harmadik lépésben (3) ezt a negatív meredekségű görbét a bilaterális ajánlatokból felépített görbével egy koordináta-rendszerben ábrázolva a metszéspontból megállapítható az elszámoló ár.

18. Ábra

Fizikai átviteli jog ajánlatok integrálása market splitting eljárásba



Forrás: [ETSO, 2002.b] a szerző által módosítva.

A 6. cikk (6) bekezdése a rendszerösszekötő kapacitások allokációjából származó bevételek felhasználásával foglalkozik. A rendelkezés pontosan meghatározza, hogy milyen célokra lehet azokat fordítani:

- „*lekötött kapacitások tényleges rendelkezésre állásának biztosítása*”, vagyis olyan tevékenységek fedezetének biztosítására, amelyek pozitívan hatnak az ATC-re, pl. újra-teherelosztás;
- „*a rendszerösszekötő kapacitások fenntartására vagy növelésére fordított hálózati beruházások*”, vagyis a rendelet ezzel az előírással lehetővé teszi, hogy a belső villamosenergia-piac megteremtése szempontjából fontos határkeresztező kapacitásokra fordítandó összegek növekedjenek;
- „*a szabályozó hatóságok által figyelembe veendő bevételként a hálózati díjak számítási módszereinek jóváhagyásakor és/vagy annak megállapításakor, hogy szükséges-e a díjak módosítása*”, vagyis a bevételek erejéig csökkenteni lehet a hálózati hozzáférések díját, ami dinamizálhatja a piacot és csökkentheti a végfogyasztói árakat.

A (6) bekezdés rendelkezései különösen fontosak, hiszen a végfogyasztók azok, akik – függetlenül a kapacitások allokációjának technikájától – a szűk keresztmetszet kezelést a végén megfizetik. Ezt a témát tárgyalja Rosenberg [ROSENBERG, 2001.] is, akinek gondolatmenetét mutatja be a 8. modellpélda.

8. Modellpélda

A szűk keresztmetszet kezelés ára

Modellfeltevések

Tételezzük fel, hogy a két szabályozási zóna közötti áramlás észak→dél irányú. Észak terhelése (fogyasztása) 100MW, valamint rendelkezik egy 200MW-os (jelölje „A”) termelői kapacitással, amely 24EUR/MWh határköltséggel termel. Dél terhelése 200MW, valamint rendelkezik egy 100MW-os (jelölje „B”) 50EUR/MWh határköltségű és egy 150MW-os (jelölje „C”) 25EUR/MWh határköltségű erőművel. A két szabályozási zónát egy 50MW teljesítményű átviteli kapacitás kapcsolja össze.

További modellfeltevés, hogy a szabályozási zónákon belül nem alakulnak ki szűk hálózati keresztmetszetek, a zónákat homogén csomópontoknak tekintjük. Az átviteli kapacitás allokálását lebonyolító piac független a szabályozási zónákon belüli bilaterális alapon működő nagykereskedelmi piacoktól, azaz az átviteli joggal független termékként kereskednek az átviteli kapacitás részpiacon. S végül nem kerülnek figyelembevételre rendszerhasználati díjak.

Rosenberg két esetet vizsgál. Az első esetben végtelennek tekinti a két szabályozási zónát összekapcsoló átviteli kapacitás teljesítményét, míg a másodikban – a modellfeltevésnek megfelelően – 50MW-osnak.

Az egyes szabályozási zónákban az alábbi táblázatban foglaltaknak megfelelően fognak alakulni a termelőkapacitások kibocsátásai, a nagykereskedelmi piacon kialakuló árak, valamint a termelők és a fogyasztók által fizetendő költségek:

Átviteli kapacitás teljesítménye	Határköltség (EUR/MWh), kibocsátási szint (MW)			Termelők költsége	Nagykereskedelmi ár (/MWh)		Fogyasztói költségek
	A	B	C		észak	dél	
	24EUR	50EUR	25EUR		100MW	200MW	
végtelen	200	0	100	7300EUR/h	25EUR	25EUR	7500EUR/h
50MW	150	0+	150	7350EUR/h	24EUR	50EUR	12400EUR/h

Az első esetben „A” és „C” erőművek – utóbbi határköltségének megfelelő – nagykereskedelmi áron fogják kielégíteni mind a két szabályozási zónában jelentkező keresleti igényeket. A második esetben az átviteli kapacitás szűk keresztmetszetet fog jelenteni, így délen – a merit order-nek megfelelően – „C” erőmű kiterhelésre kerül, „B” pedig egyáltalán nem megy üzembe. A déli szabályozási zóna nagykereskedelmi ára mégis „B” határköltségének megfelelően fog beállni. Rosenberg ezt azzal magyarázza, hogy ha a déli kereslet – bármilyen kis mértékben – meghaladná az északi szabályozási zónából beszállítható és „C”-ben megtermelhető villamos energia együttes nagyságát, akkor már „B”-nek is üzembe kellene mennie, vagyis a nagykereskedelmi ár „B” határköltségének megfelelően alakulna.⁸⁶

A fent vizsgált piac oligopolisztikus szerkezetű volt. Nézzük meg, mi történik, ha közelítjük a tiszta versenypiaci feltételhez.

Egészítsük ki modellünket azzal a feltevessel, hogy mind északon, mind délen nagyszámú kis beépített kapacitással rendelkező erőműveket találunk, melyek technológiájuknak és gazdasági adottságaiknak megfelelően „A” (északon), „B” (délen) és „C” (délen) típusúak lehetnek (a zónákon belüli lehetséges összkibocsátás nagysága maradjon változatlan).

A modell mind az első, mind a második esetben hasonlóan fog működni tiszta versenypiaci feltételek között is. Az első eset elég egyértelmű, továbbra is „A” és „C” típusú erőművek fogják teljes mértékben kiszolgálni mindkét szabályozási zóna keresletét, hiszen az átviteli kapacitás teljesítménye végtelen.

A második esetben egyetlen „C” típusú erőmű sem csökkentené eladási árát 50EUR/MWh alá, mivel a fogyasztók egyetlen másik választási lehetősége egy olyan „B” típusú erőmű lenne, melynek határköltsége 50EUR/MWh. A „B” típusú erőművek közül egyik sem értékesítene 51EUR/MWh-ás áron, hiszen bármely másik „B” típusú erőmű tetszőleges 50-51EUR/MWh közötti árral kiszoríthatná a piacról. Mindemellett a déli szabályozási zóna fogyasztói nem tudnak olcsóbb határköltségű „A” típusú erőműből villamos energiához jutni, mivel a szűkös átviteli kapacitás használati jogai már allokálva vannak, amelyért egyébként legalább 26EUR-t kellene fizetni. Így a teljes költség szintén 50EUR/MWh lenne, vagyis a nagykereskedelmi ár „B” határköltségének megfelelően alakulna.

⁸⁶ A „bármilyen kis mértékben” értelmezzük úgy, hogy az erőmű kibocsátása 0+, vagyis a táblázatban konkrét értéket nem tudunk feltüntetni, de ez a fokú üzembe menetel elég ahhoz, hogy a nagykereskedelmi ár „B” határköltségének megfelelően alakuljon.

Vagyis mind az oligopolisztikus, mind a tiszta versenypiaci modellben egyaránt egyensúlyinak tekinthetjük a fenti táblázatban szereplő nagykereskedelmi piaci árakat.

A továbbiakban vizsgáljuk meg a termelők és a fogyasztók költségeinek változását. Az első esethez képest a második esetben a déli szabályozási zóna fogyasztóinak le kell mondaniuk 50MW északi termelésű villamos energiáról, amit ezután „C” típusú erőműtől fognak megvásárolni. Ez a kényszerű váltás 1EUR/MWh-val fogja növelni a termelési költségeket a déli fogyasztók számára. Az óránkénti teljes költségnövekmény 50EUR-val lesz több (a táblázat 5. oszlopában a termelői költségek növekménye). A fogyasztók által érzékelt árnövekmény azonban nem a fenti költségnövekmény lesz. Miért?

A nagykereskedelmi ár „B” típusú erőművek határköltségén fog beállni, valamint a fogyasztóknak addicionálisan meg kell fizetniük a szűk keresztmetszetet jelentő 50MW-os átviteli kapacitás árát, ami 1300EUR óránként. Vagyis a fogyasztók által érzékelt óránkénti teljes ár (számukra költség) $[150\text{MW} \cdot 24\text{MWh} + 150\text{MW} \cdot 50\text{MWh} + 50\text{MW} \cdot 26\text{MWh}]$ 12.400EUR lesz. A déli fogyasztók természetesen csak a rájuk eső északi termelés 50MW-ját „finanszírozzák”. Így az általuk érzékelt óránkénti teljes ár: 10.000EUR.

Rosenberg jogtalannak érzi, hogy a szűk keresztmetszet kezelés valós költségénél a fogyasztók többszörös növekményt érzékelnek. Rosenberg nem tud választ adni arra, hogy milyen fogyasztói ár lenne elfogadható, ugyanakkor megállapítja, hogy a szűk keresztmetszet kezelés rendszerirányítónál jelentkező költsége nem haladhatja meg a kezelés tényleges költségét, továbbá a befolyt összeget vissza kell osztani a fogyasztóknak!

Rosenberg megállapításainak minden elemével ugyan nem foglalkozik a rendelet – mivel azok véleményem szerint inkább a monopolárazás kérdéskörébe tartoznak –, de mint láttuk, a befolyt összeg visszaosztása a 6. cikk (6) bekezdése alapján közvetett módon ugyan, de megtörténik.

Fontos még megemlékezni a hosszú távú szerződések helyzetéről. A piacnyitás előtti időszakban a vertikálisan integrált monopolhelyzetben lévő nemzeti társaságok általában hosszabb időszakra szóló szerződéseket kötöttek a szomszédos társaságokkal, hogy saját rendszereik ellátásbiztonságának szavatolása érdekében célzott energiacserét tudjanak lebonyolítani. A piacnyitás után a társaságok átalakulásával és piaci helyzetük változásával ezen szerződések nem lehetnek „kivételezett” helyzetben, mivel az akadályozná a többi piaci szereplő gazdasági és kereskedelmi érdekeit, vagyis gátolná a piaci verseny kialakulását. Ezt a helyzetet próbálja meg kezelni a rendelet

iránymutatása, amikor előírja (A hosszú távú szerződések helyzete 2. pont), hogy „*a meglévő hosszú távú szerződések megújításukkor nem biztosíthatnak elővásárlási jogokat*”. Ha ezen előírás a tagállamok részéről ténylegesen figyelembe vételre kerül, akkor az ATC nagysága növekedni fog a szerződések lejárta után a részükre fenntartott AAC megfelelő részével.

5.2.4. A fizikai átviteli jog hatékony beárazódásának tesztje

Az alábbi alfejezet arra keresi a választ, hogy az 5.2.3. alfejezetben bemutatott modell alkalmazásával biztosítható-e az átviteli jogok hatékony beárazódása. A közgazdasági elmélet szerint két szabályozási zóna között lévő határkeresztező kapacitás ára egyenlő a két ország nagykereskedelmi piacán kialakuló árkülönbséggel.⁸⁷ Ilyen jellegű számításokat – többek között – Boisseleau végzett. [BOISSELEAU, 2004.] Vizsgálatai során arra az eredményre jutott, hogy számos esetben találhatunk olyan időszakokat, amikor a piaci szereplők az elmélet alapján vártnál alacsonyabb áron jutottak hozzá az átviteli joghoz. Továbbá olyan esettel is találkozott, amikor a magasabb árszintű piacról történt meg az alacsonyabb árszintű piac felé átviteli jog lekötése, ráadásul olyan mennyiségben, hogy a határkeresztező kapacitás szűkössé vált és az aukció során pozitív ár alakult ki. Ez legalábbis elgondolkodtató, azonban az eredményeket óvatosan kell értékelni.

Egyrészt a vizsgálat a 2002. évre vonatkozott, amikor az általa vizsgált szomszédos rendszerirányítók által szervezett fizikai átviteli jog piacainak modellje még nem felelt meg teljes mértékben a rendeleti előírásoknak. (A 2. táblázatból kiolvasható, hogy a fontosabb rendszerösszekötő kapacitásokon 2003. évben még számos helyen találkoztunk first come – first serve, illetve pro rata allokációs eljárással. Az áramlások nettósítása csak kevés esetben történik meg, illetve a TSO-k közötti koordináció sem tökéletes.)

Másrészt, ha meg is felel a fizikai átviteli jog piaca a rendeleti előírásnak, tehát versenyalapú az allokálási technika, akkor is ki lehet alakítani olyan aukciós szabályrendszert, ami torzítja a közgazdasági elmélethez képest kialakuló árakat.

⁸⁷ Lásd I. modellpélda.

Harmadrészt, vizsgálatai során elsősorban az érintett ország szervezett villamosenergia-piacán kialakult árakra támaszkodott, így kevésbé tudta figyelembe venni a bilaterális szerződéseket, amelyek általában hosszabb távra kötöttek és nem képesek együtt mozogni a tőzsdei árakkal. Ezek okozhatnak olyan irracionális magatartásokat, amelyek ellentétesek az elmélettel. Ha figyelembe vesszük a tényt, hogy Európában a villamos energia kereskedelmének max. 5-7%-a bonyolódik le szervezett villamosenergia-piacokon (tőzsdéken), akkor az eredményekkel kapcsolatban megfogalmazott fenntartások több, mint jogosak.

5.2.5. *Koordinált aukciós eljárás*

Vizsgáljuk meg, hogy a rendeleti előírásnak megfelelő implicit (market splitting), vagy explicit aukciós eljárási modell milyen exogén feltételek mellett tud hatékonyan működni.

Market splitting eljárás hatékony működésének feltételei [ETSO, 2001.b]:

- Az országok rendelkezzenek egy közös szervezett piaccal, vagy külön-külön, de együttműködő szervezett piacokkal, ami lekezelet a határkeresztező kereskedelmet.
- Az országoknak, vagy azok egyes részeinek olyan zónákat kell alkotniuk, amelyek határai időbeli stabilitást mutatnak. A zónákat összekötő szűk keresztmetszetet jelentő határkeresztező kapacitásokat könnyű legyen beazonosítani.
- Az országok átviteli hálózata ne mutasson nagy hurkoltságot, máskülönben az esetlegesen fellépő loop flow-k hatását nehéz figyelembe venni a szimultán árképzés során.

Egyes kutatók szerint ez utóbbi feltétel az, ami egyrészt kérdésessé teszi az eljárás kontinentális Európában való használhatóságát. (A Nordel országainak átviteli hálózata alacsonyabb hurkoltságot mutat, illetve a villamos energia áramlásának iránya általában előre jól meghatározható.) Másrészt a kontinentális európai szervezett villamosenergia-piacok kompatibilitása nem ért el olyan szintet, ami lehetővé tudná tenni market splitting keretei közötti együttműködésüket.

Az explicit aukciós eljárás hatékony működésének feltételei, hogy a határkeresztező áramlások lehetőleg ne vegyenek igénybe egynél több rendszerösszekötő kapacitást,

máskülönben a piaci szereplőknek minden egyes érintett rendszerösszekötő kapacitáson fizikai átviteli jogot kell lekötöniük. Ez csökkenti az arbitrázs lehetőségek gazdaságos kihasználási lehetőségét, másrészt nehezíti az érintett TSO-k számára a párhuzamos áramlások lekezelését.

Az explicit aukciós eljárás hatékonyságának növelésében előrelépést jelenthet az ETSO által javasolt koordinált aukciós eljárás. [ETSO, 2001.a] **A koordinált aukciós eljárás célja**, hogy megszüntesse azt a kényszert, miszerint a több szabályozási zónát érintő kereskedelmi tranzakciók során a piaci szereplőknek a szerződéses útvonal mentén fizikai átviteli jogokat kelljen lekötöni minden egyes érintett határkeresztező kapacitáson. Ennek eszközéül az eljárás az *1. táblázattal* kapcsolatban bevezetett terhelloszlási (áramlási) faktorokat alkalmaz. Az áramlási faktorokat az európai villamosenergia-rendszer sematikus vázlatára alkalmazva nyomon követhetők a legjelentősebb áramlási irányok. Így egy matematikai optimalizációs eljárás alapján kiválaszthatóak azok az ajánlatok, amelyek a legtöbbre értékelik az Európában lévő összes határkeresztező kapacitásokon lévő átviteli jogot, miközben a loop flow-k által okozott – korábban már megismert – problémák is kezelhetővé válnak.

Az eljárás bevezetése természetesen nem történhetne meg egy lépésben. Célszerű először regionálisan alkalmazni. Erre jó alapot szolgáltatna az Európai Bizottság által is felkarolt regionálisan integrált belső villamosenergia-piac modellje, ami a 4.3. alfejezetben került bemutatásra. A bevezetés lépcsőzetességének oka, hogy az eljárás komoly koordinációt igényel az egyes nemzeti átviteli rendszerirányítók között. Éppen ezért az információs-csatornák kialakítása érdekében célszerű a régiókon belül is közös aukciókkal⁸⁸ kezdeni, majd lépcsőzetesen áttérni a koordinált aukciós eljárásra.

Az eljárás lényege

A koordinált aukciós eljárás több lépcsőben zajlik. **Első lépésben** zónák kerülnek megállapításra, amelyek egybeeshetnek országokkal, de több ország is képezhet egy zónát⁸⁹. Az egyes átviteli rendszerirányítók egy közös – az *1. táblázathoz* hasonló – áramlási mátrixot állítanak fel, amely az egyes betáplálási és vételezési pontok (zónák) szerint feltünteti, hogy az adott zónákat összekötő határkapacitáson nyert átviteli jog során megvalósuló áramlás milyen mértékben terheli (használja) a többi zóna közötti

⁸⁸ Lásd az 5.2.3. alfejezetet.

⁸⁹ A zónák úgy kerülnek megállapításra, hogy a zónán belüli szűk keresztmetszetek hatása elhanyagolható legyen, bár ez egy erős fikció.

határkeresztező kapacitást, vagyis azt, hogy mely határkeresztező kapacitásokon kellene még átviteli joggal rendelkezni egy adott kereskedelmi szerződés lebonyolításához. Minden határkeresztező kapacitáson a szomszédos zóna két oldalán lévő átviteli rendszerirányító közösen állapítja meg az átvitel – áramlás alapú – technikai korlátját.

Második lépésként az átviteli rendszerirányítók szimultán (koordinált) módon aukciókat hirdetnek meg minden lehetséges zónapár közötti átviteli jogra. A piaci szereplők ajánlatokat adnak be a határkeresztező átviteli jog(ok) megszerzésére a betáplálási és vételezési pont (zóna) megadásával, a hozzá tartozó átviteli mennyiséggel és ajánlati árral. Tehát itt tulajdonképpen betáplálási és vételezési jog megszerzéséről beszélhetünk, hiszen a fizikai átviteli jogot az áramlási faktorok rendelik hozzá az adott helyen betáplált, vagy vételezett villamosenergia-mennyiséghez.

Harmadik lépésben kiválasztásra kerülnek azon ajánlatok, amelyek az európai villamosenergia-rendszer egésze szempontjából a legnagyobb gazdasági haszonnal bírnak, miközben nem sértik meg a technikai korlátokat, vagyis egyik határkeresztező kapacitás korlátját sem. A feladat tehát egy a közgazdasági alkalmazott matematikából ismeretes szállítási program meghatározása, amivel a lineáris programozás foglalkozik.

A koordinált aukciót az explicit aukciónál megismert módon különböző időhorizontokra lehet meghirdetni, ezzel lehetővé téve, hogy a különböző arbitrázs lehetőségek kihasználására specializálódott piaci szereplők is teljesíteni tudják kereskedelmi szerződéseiket. Az is döntés kérdése, hogy piactisztító ár kerüljön-e alkalmazásra, vagy a „pay as you bid” elv alapján mindenki annyit fizet, amennyit ajánlott. Valamint az is elhatározás kérdése, hogy az aukció során értékesített átviteli jog „jogot és egyben kötelezettséget”, vagy pedig csak „jogot” jelentsen a piaci szereplőnek. Ez utóbbi esetben a jog igénybe nem vétele miatt addicionális kockázat jelentkezik, amit orvosolni kell.

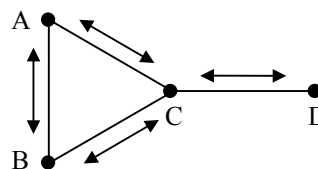
Az alábbi 9. *modellpélda* segítségével vizsgáljuk meg módosított Chao–Peck típusú hurkolt hálózati modell segítségével a koordinált aukciós eljárás működését.

9. Modellpélda

Koordinált aukciós eljárás⁹⁰Modellfeltevések

A hurokolt hálózat álljon négy csomópontból az alábbi ábrának megfelelően. A csomópontokat összekötő vezetékek impedanciája legyen azonos nagyságú. Az alábbi táblázatból kiolvasható az egyes vezetékszakaszok teher-eloszlási (áramlási) faktora (PDF) és technikai korlátja.

betáplálási pont	PDF			
	A–B	A–C	B–C	C–D
A	0,33	0,67	0,33	0
B	-0,33	0,33	0,67	0
D	0	0	0	-1
technikai korlát (MW)	50	100	150	150



A piaci szereplők (az alábbi táblázat 1. oszlopa) ajánlatokat adnak be az átviteli jog megszerzésére a betáplálási és vételezési pont megadásával (2. oszlop), valamint értelemszerűen az igényelt átviteli mennyiséggel (3. oszlop) és a hozzá tartozó ajánlati árral (4. oszlop).

aukción részt vevő piaci szereplők	igényelt átvitel	ajánlati mennyiség (MW)	ajánlati ár (EUR/MW)	A–C szakasz értékelése (EUR/MW)	allokált mennyiség (MW)	piactisztító ár (EUR/MW)
M1	A–C	50	3,0	4,50	50	2,50
M2	A–C	50	2,5	3,75	40	2,50
M3	B–C	50	2,0	6,00	50	1,25
M4	B–C	50	1,5	4,50	50	1,25
M5	A–D	10	3,0	4,50	10	2,50

Ha az egyes vezetékszakaszokra az átviteli igényeket összegezzük, akkor az A–C szakasz technikai korlátját 10MW-tal meghaladják az igényelt mennyiségek (M1, M2 és M5 piaci szereplő igényelt átvitelének összege), tehát az öt ajánlatot nem lehet egyszerre elfogadni. A TSO-k között koordinált clearing során kiválasztásra kerülnek azon ajánlatok, amelyek együttesen nem lépik túl a vezetékszakaszok technikai áramlási limitjét, valamint a legtöbbre értékelik az adott vezetékszakasz használati jogát. A clearing során csak az A–C szakasz fog szűk keresztmetszetet jelenteni, amit az átviteli jogok meghatározásakor figyelembe kell venni. Az áramlási faktorok ismeretében minden piaci szereplőre meghatározható, hogy milyen nagyra értékeli az A–C szakaszt (5. oszlop). Az értékeket az egyes ajánlati árak és a kért átvitel betáplálási pontja által meghatározott A–C szakaszra eső PDF érték hányadosaként kapjuk meg:

- M1: $3\text{EUR/MW} / 0,67 \approx 4,5\text{EUR/MW}$
- M2: $2 / 0,67 \approx 3,75$

⁹⁰ [ETSO, 2001.a]

- M3: $2 / 0,33 \approx 6,0$
- M4: $1,5 / 0,33 \approx 4,5$
- M5: $3 / 0,67 \approx 4,5$

Az értékekből látható, hogy M2 piaci szereplő értékeli legkevesebbre az A–C vezetékszakaszt, ezért az ő átviteli igényét kell csökkenteni akkora mértékben, hogy az összes piaci szereplő okozta összes áramlás A–C vezetékszakra eső része ne haladja meg annak technikai limitjét. Vagyis M2 piaci szereplő igényelt mennyiségét (50MW) 10 MW-tal 40MW-ra kell csökkenteni (6. oszlop). Tekintettel arra, hogy M2 ajánlata a határájánlat, ezért a rendszer piactisztító ára (7. oszlop) M2 ajánlati árán fog beállni, azaz A–C ára 2,5 EUR/MW lesz. Ez lesz a szűk keresztmetszet kezelés költsége. M1 és M5 piaci szereplők által megfizetendő költség is 2,5EUR/MW lesz, tekintettel arra, hogy az általuk kért átvitel ugyanakkora (0,67) mértékben veszi igénybe az A–C szakaszt. M3 és M4 piaci szereplők által megfizetendő szűk keresztmetszet kezelés költsége 1,25EUR/MW lesz, tekintettel arra, hogy az általuk kért átvitel feleakkora (0,33) mértékben veszi igénybe az A–C szakaszt.

Vizsgáljuk meg azt az esetet, amikor az M4 piaci szereplő ajánlati ára nem 1,5, hanem 1EUR/MW. Ekkor az A–C vezetékszakaszt M4 értékeli a legkevesebbre ($1/0,33 \approx 3$), vagyis ennél az átviteli igénynél kell az A–C vezetékszakaszon az összes áramlás okozta technikai limittúllépést megoldani. A clearing során az értékek az alábbi táblázatnak megfelelően fognak alakulni.

aukción részt vevő piaci szereplők	igényelt átvitel	ajánlati mennyiség (MW)	ajánlati ár (EUR/MW)	A–C szakasz értékelése (EUR/MW)	allokált mennyiség (MW)	piactisztító ár (EUR/MW)
M1	A–C	50	3,0	4,50	50	2,00
M2	A–C	50	2,5	3,75	50	2,00
M3	B–C	50	2,0	6,00	50	1,00
M4	B–C	50	1,0	3,00	30	1,00
M5	A–D	10	3,0	4,50	10	2,00

Szűk keresztmetszet kezelési költséget csak akkor kell fizetni, ha ténylegesen szűkössé válik az adott jórész. Tételezzük fel, hogy egy M6 piaci szereplő C–D átviteli igénnyel jelentkezik. Egy ilyen igénynek egészen addig nem kell szűk keresztmetszet kezelési költséget fizetni, amíg az átviteli igénye nem haladja meg a 140MW-ot, a C–D szakasz technikai korlátját. Ne felejtsük el, hogy az A–D vezetékszakasz C–D részéből M5 már használ 10MW-ot!

A koordinált aukció további előnye, hogy az eljárás alkalmazható market splitting esetén is a szervezett villamosenergia-piacok implicit aukciós eljárásának koordinálásával, szintén áramlási faktorok használatának segítségével. [ETSO, 2002.b]

Vegyük észre, hogy a standard market splitting eljárás⁹¹ ugyan megszünteti az átviteli kapacitás ex-ante allokációjából adódó problémát, de a határkeresztező kapacitások nagyságának meghatározásához továbbra is az ATC mérőszámát használja. Az áramlási faktorok segítségével növelhető a market splitting eljárás hatékonysága, mivel jobban figyelembe tudja venni a párhuzamos áramlások okozta problémákat. (Lásd a market splitting hatékony működésének exogén feltételei – fenti – felsorolásának utolsó elemét.)

A szűk keresztmetszet kezelés eddig megismert technikáit figyelembe véve a – rendeleti előírásoknak is megfelelő – koordinált aukciós eljárás a leghatékonyabb, tekintettel arra, hogy fizikai áramlások logikájára épül, valamint nem a mesterséges ATC mérőszámot használja.

5.3. Az európai átviteli piaci modell tranzitköltségének problematikája

Az 5.1. alfejezetben kifejtésre került, hogy a kontinentális Európában a tagállamok saját átviteli hálózataikon postabélyeg alapú átviteli árazást használnak. Az is bemutatásra került, hogy a határkeresztező kereskedelem a szerződéses útvonal alapfilozófiáján nyugszik. A 14. ábrán látott Svájc-Németország példán a szerződéses útvonalra az összes keletkező áramlás 40%-a esik. Ezen áramlásokat „bejelentett tranzit” áramlásoknak nevezhetjük – mivel ezekre fizikai átviteli jogot is kénytelen vásárolni a piaci szereplő, tehát mind a két TSO tud róla –, amelyekre a fogadó ország saját hálózatának költségét tranzitdíj formájában kivetí, ezáltal az áramlás használhatja az adott TSO hálózatát. Az áramlásoknak azonban – maradva a példánál – a fennmaradó 60%-a nem azonosítható be azon rendszerirányítók által, akik nem a szerződéses útvonalon fekszenek, vagyis akik az áramlással nem bejelentett tranzit formájában találkoznak. Ezen loop flow áramlásokra – mivel „gazdátlan”, az okozója nem beazonosítható – a fogadó átviteli rendszerirányító nem tudja ráterhelni a hálózatának részarányos költségét, vagyis az áramlás „ingyen” használja a hálózatát. Az európai határkeresztező kereskedelem átviteli árazása tehát – ismételten a szerződéses útvonal logikája miatt – tökéletlen, mivel olyan áramlások lépnek fel, amik nem beazonosíthatóak a TSO-k számára. Egy európai léptékben – tehát több tagországot

⁹¹ Lásd az 5.2.2. alfejezetet.

felőlelően – működő centralizált nagykereskedelmi piacon alkalmazott nodális árazás megoldaná ezt a problémát, hiszen ott beazonosíthatóak lennének az áramlások okozói. A valóság azonban nem ezt mutatja, így **az ETSO a meglévő modell tökéletesítésére egy átviteli rendszerirányítók közötti költségkompenzációs mechanizmust dolgozott ki, amelynek logikája nem a szerződéses útvonalra, hanem a fizikailag mérhető áramlások filozófiájára épül.** [ETSO, 2000., 2001.c]

Az alábbiakban először a fenti problémakör kerül részletesebben bemutatásra, majd a kompenzációs mechanizmus a 1228/2003/EK rendelet tartalmával párhuzamosan.

A megoldandó probléma két elemből áll:

- egyrészt meg kellett szüntetni azt a belső piac paradigmájával ellentétes gyakorlatot, miszerint a bejelentett tranzitokra a befogadó átviteli rendszerirányítók tranzitdíjat vetnek ki;
- másrészt fedezetet kell biztosítani a „nem bejelentett” és – a fenti pont következtében most már – a „bejelentett” tranzitáramlásokat fogadó tagországok hálózati költségeinek arányos megtérítésére.

A fenti felsorolás első elemének szükségszerűségét a korábban bemutatott tó és a benne lévő víz példája igazolja.

Képzeli el az európai együttműködő villamosenergia-rendszer helyén egy tavakból és csatornákból álló rendszert. Az egyes országok villamosenergia-rendszereit a tavak, míg az őket összekötő határkeresztező kapacitásokat a csatornák szimbolizálják. Az egyes fogyasztók nem tudják megmondani, hogy a tóból általuk vételezett víz a saját tavuk partján álló – és velük szerződésben lévő – erőmű által került a tóba betáplálásra, vagy a másik tó partján állótól, amely csatornán kapcsolódik a sajátjukhoz. Ez visszafelé is igaz, ha a fogyasztó a másik tó partján lévő erőművel van szerződéses kapcsolatban, nem tudja megmondani, hogy a víz, amit a saját tavából vételez, éppen honnan származik.

Vagyis a villamosenergia-rendszeren áramló villamos energia ilyen értelemben közjóság-szerűnek tekinthető, mivel az egyes erőművekben megtermelt villamos energia fogyasztásából nem lehet kizárni azon fogyasztókat, akik egyébként nincsenek szerződéses kapcsolatban az adott erőművel. Ilyen körülmények között nincs létjogosultsága annak, hogy a szomszédos ország külön tranzitdíjat vessen ki a villamosenergia-áramlásra. Ez ellentmondana az **egységes rendszer paradigmájának**, ami a belső piac logikájából következik. Ezért célszerű **minden áramlásra** – például a

betápláláskor vagy a vételezéskor – **egyszer kivetni az átviteli díjat**. Ez ugyanakkor azt is jelenti, hogy nincs létjogosultsága annak sem, hogy az átviteli díjak távolságfüggők legyenek, ami már megvalósult a „postabélyeg” alapú átviteli díjak alkalmazásával. Mindezekkel elkerülhető az a jelenség, hogy a kivetett tranzitdíjak egymásra rakódása következtében – amit „pancaking” hatásnak hívunk: $\sum_{i=1}^n T_i$ (ahol T_i az i -edik átviteli rendszerirányító által kivetett tranzitdíj) – az egyes országok közötti verseny torzuljon. Vagyis egy egyébként versenyképesen termelő erőmű ne tudja eladni egy adott ország nagykereskedelmi piacán az általa megtermelt villamos energiát csak azért, mert ő egy másik országban helyezkedik el, és ezért az általa termelt villamos energiára kétszer – azaz a saját országában és a célországban is – ráterhelődne az átviteli díj.

Mindez azt is jelenti, hogy az áramlást fogadó ország most már nem csak a „nem bejelentett” tranzitra nem tudja kivetni a tranzitdíjat, hanem a szerződésesen bejelentettre sem.⁹² A határkeresztező áramlások ugyanakkor használják az adott TSO hálózatát, ami költséget jelent számára. Ezeket a költségeket meg kell téríteni részére. Mivel az áramlások okozóját – tehát azt a termelőt és fogyasztót, aki az áramlást közvetlenül okozza – nodális árazás hiányában nem lehet beazonosítani, ezért TSO szintjén kell megtenni azt. Az országok közötti áramlást – a technika mai színvonala mellett – lehetséges mérni.⁹³ A mért adatokból pedig jó becslést lehet készíteni arra vonatkozóan, hogy az egyes TSO-k mekkora határkeresztező áramlást vezettek le (fogadtak) saját átviteli hálózatukon. (Ez az a gondolati fordulat, ahol a filozófia áttért a szerződéses útvonal logikájáról a fizikai áramlásokéra!)

Mindezek után kérdésként merül fel, hogy az okozott költséget melyik TSO viselje: az exportáló, vagy az importáló. A kérdés azért jogos, mivel az áramlásnak két hasznélvezője van: az egyik az exportáló TSO termelője, a másik az importáló TSO fogyasztója. További kérdés, hogy a költségeket a fizető TSO a saját fogyasztóira, vagy pedig a saját termelőire terhelje, vagy szocializálva legyen az összes rendszerhasználó között.

⁹² Vegyük észre, hogy ezzel megszüntettük a szerződéses útvonal filozófiája okozta különbségtételt a határkeresztező áramlások fajtái között!

⁹³ Az UCTE területén több ilyen pont is van, az egyik gyűjtőközpont pedig a svájci Laufenburgban található.

Az első kérdésre az ETSO javaslatára egy kompromisszumos indítvány született a Firenzei Fórum 9. ülésén, amely szerint a költségeket az exportáló és az importáló TSO-nak 50-50%-ban kell fedeznie. [EERF, 2002.] Vagyis a svájci-német példánál maradva a Svájcból Németországba irányuló összes export nyomán fellépő harmadik országokat érintő áramlások költségeit fele-fele arányban kell fedeznie a két TSO-nak. Ez egyben méltányos is és hatékony gazdasági jelzéseket⁹⁴ is tudna szolgáltatni.

A második kérdésre két válasz is létezik:

- Az egyik megoldás szerint az áramlásokat okozó költségeket az exportáló országok összes exportszerződéssel rendelkező termelőire és az importáló országok összes importszerződéssel rendelkező fogyasztóira kell terhelni.
- A másik megoldás szerint a költségeket az exportáló és importáló országok összes rendszerhasználójára kell terhelni, vagyis szocializálni kell azokat.

Mindkét megoldás mellett és ellen is fel lehet hozni érveket. Az első megoldás jobban tükrözné a költségek felmerülési okát, mintha szocializálnánk azokat. Végso soron azonban mindenki profitál, ha az arbitrázs lehetőségek kihasználásával árverseny alakul ki az egyes nagykereskedelmi piacokon, ezért érvként lehet felhozni, hogy a költségeket inkább szocializálni kell. További érv a szocializáció mellett, hogy a határkeresztező áramlások nem egyedi szerződések következtében jönnek létre, hanem az országok közötti pillanatnyi termelési és fogyasztási különbségek miatt. A villamos energia pedig a többlettel bíró helytől a hiány irányába fog áramlani a legkisebb ellenállásnak megfelelően. Az országokban kialakuló többletek és hiányok az adott időpontban érvényben lévő összes szerződés alapján megtermelt és elfogyasztott mennyiségeknek megfelelően fognak változni. Ez utóbbi döntő érv amellet, hogy se az exportra, se az importra ne legyen speciális (addicionális) tarifa kivette a nemzeti átviteli tarifán kívül! Ezt az is indokolja, hogy ilyen tarifa alkalmazása burkoltan a szerződéses útvonal filozófiájához történő visszatérést jelentené, hiszen a villamosenergia-rendszer egy adott pontján történő betáplálásról a fizikai törvényszerűségek alapján nem, csak a mögöttes szerződések tartalma szerint lehet megmondani, hogy a célja export-import, vagy a belső fogyasztás.

⁹⁴ Lásd 5.4. alfejezet.

Összességében tehát az egyszer kivetett nemzeti átviteli tarifákat kombinálva a TSO-k közötti költségkompenzációval – amit azok a saját hálózatuk használói között szocializálnak – lehetővé válik minden áramlás részére (pontosabban minden olyan piaci szereplő részére, aki határkeresztező áramlást okozó szerződéssel rendelkezik), hogy az együttműködő európai átviteli rendszer egészét használja.

Mielőtt megvizsgálánk az ETSO által javasolt költségkompenzációs mechanizmus technikai és pénzügyi részleteit – ami azóta szerződéses formát öltött (CBT-szerződés) és jelenleg a harmadik módosított változata van érvényben [ETSO, 2004.] az aláíró TSO-k között⁹⁵ – nézzük meg a rendelet tartalmát az eddigiek fényében.

A témakörre vonatkozó rendelkezéseket a rendelet 3. és 4. cikke foglalja magában. A fizikai áramlások logikáját a rendelet 3. cikkének (1) bekezdése tartalmazza, amikor előírja, hogy *„az átviteli rendszerirányítók ellentételezésben részesülnek az átviteli hálózaton befogadott határkeresztező villamosenergia-áramlás költségeiért.”* A logikát megerősíti az (5) bekezdés, amikor az – általam később kifejtendő – mérés technikai kérdéseket fejtegeti: *„a befogadott határkeresztező áramlások nagysága... egy adott időszakban ténylegesen mért villamos energia fizikai áramlás alapján határozandó meg.”*

A fentiekből következik, hogy a szerződéses útvonal logikájának megfelelő „bejelentett tranzitokat” nem lehet semmilyen addicionális díjjal terhelni, amit a rendelet 4. cikkének (5) bekezdése mond ki: *„a villamos energia bejelentett tranzitjára vonatkozó egyedi ügyletekre nem szabad külön hálózati díjakat alkalmazni.”* Ez egyben azt is jelenti, hogy az áramlások okozta költségeket a TSO-k szocializálják az összes rendszerhasználójuk között, aminek egyenes következménye, hogy a költségeket csak az átviteli rendszerirányítók szintjén lehet megtéríteni, amit a 3. cikk (2) bekezdése ír elő: *„az...ellentételezést azon nemzeti átviteli rendszerirányítók fizetik, ahonnan a határkeresztező áramlások erednek, illetve ahol az áramlások végződnek.”* Ez utóbbi előírás implicit módon azt a – korábban említett – ETSO javaslatot is tartalmazza,

⁹⁵ A jelenleg érvényes szerződésnek a következő országok átviteli rendszerirányítói az aláírói: Ausztria, Belgium, Svájc, Németország, Spanyolország, Franciaország, Olaszország, Hollandia, Portugália, Szlovénia, Cseh Köztársaság, Görögország, Svédország, Dánia, Finnország, Lengyelország, Magyarország, Szlovákia.

miszerint a költségeket (50-50%-ban) kell fedeznie az exportáló és az importáló TSO-nak.

A 1228/2003/EK rendelet fenti előírásait a CBT elszámolási megállapodás jelenleg érvényben lévő változata részben kielégíti.⁹⁶ A korábbi változatok bizonyos elemeikben szintén eltértek a 2004. július 1-jével hatályba lépő rendeletről, de azon változatok tartalmának részletes ismertetésétől eltekintek.

Az alábbiakban bemutatásra kerülő technikai és elszámolási részletek nincsenek teljes fedésben a rendelet további előírásaival, azok kisebb módosításra szorulnak. Ez egyben azt is jelenti, hogy ha a módosítások meg fognak felelni a rendelet előírásainak, akkor nincs feltétlenül szükség arra, hogy a rendelet 8. cikkében foglalt elveknek megfelelő iránymutatás jelenjen meg – komitológiai eljárás segítségével [KENDE, 1995. pp. 189-191.] (13. cikk) – a témakörre vonatkozóan. [JONES, 2004.]

(A CBT elszámolási megállapodással kapcsolatban érdemes megjegyezni, hogy ez a megállapodás önkéntes, ugyanakkor, ha valamelyik EU-tagország nem válik részesévé, akkor megsérti a 1228/2003/EK rendelet fent idézett előírásait. Másik érdekessége, hogy a szerződés részese egyik esetben sem a tagállam – noha a rendelet címzettje a tagország, mint entitás –, hanem az adott országban működő átviteli rendszerirányító. Kérdésként merülhet fel, hogy egy tagállamnak milyen jogosítványai vannak arra vonatkozóan, hogy rábírja az adott TSO-t a megállapodás aláírására.)

5.3.1. A CBT megállapodás technikai és pénzügyi sajátosságai

Annak érdekében, hogy a megtérítendő hálózati költségek országról-országra egységes elvek alapján kerüljenek meghatározásra, az ETSO egy műszakilag ellenőrizhető módszert dolgozott ki. A módszer lényege, hogy egységes szempontrendszert ad annak meghatározására, hogy milyen hálózati elemek költségei kerülhetnek figyelembevételre. A cél annak meghatározására, hogy egy adott ország átviteli hálózatának mely elemei vesznek ténylegesen részt a tranzitáramlások lebonyolításában, amely elemek összességét egy adott TSO átviteli hálózatának horizontális részeként definiálhatunk.

⁹⁶ A CBT elszámolási megállapodás első átmeneti változatát 2002-ben írták alá. Azt követte a szintén egy évre megkötött 2003-as változat és a jelenleg érvényes 2004-es, amit szintén egy éves érvényességi időre hoztak létre.

A horizontális hálózat beazonosításához az ETSO minden országban szabványosított tranzitokat használ. A szabványnak két ismérve van: egyrészt a tranzit nagysága, másrészt a megoszlása.

Az ETSO a nagyságot illetően egy 100MW-os tranzitot alkalmaz. A megoszlás a tranzit adott hálózatba való összes lehetséges be- és kilépési útvonalait jelenti a TSO különböző határkeresztező vezetékain a belső hálózat különböző elemeinek használata mellett. Vagyis azt kell vizsgálni, hogy egy adott rendszerösszekötő távvezetéken befolyó 100MW-os tranzit és egy adott rendszerösszekötő vezetéken kifolyó 100MW-os tranzit mely belső hálózati elemeket használ, miközben sem az összes többi rendszerösszekötő vezetéken, sem a hálózaton belül nincs más áramlás.⁹⁷ A horizontális hálózat – a lineáris fizikai egyenletek azon tulajdonságát felhasználva, hogy két megoldás lineáris kombinációja is megoldás – az összes kombináció szuperpozíciójaként jön létre. A belső hálózati elemek figyelembevételénél természetesen célszerű egy megfelelően kicsi korlátot meghatározni. Ez alatt azt értjük, hogy mekkora áramlást tekintünk elfogadhatónak az adott elemen, amelyet annak tudunk be, hogy az adott elem részt vett a tranzit lebonyolításában. Ezt a korlátot az ETSO 1MW-ban határozta meg. Vagyis azok az elemek, amelyeken a tranzitáramlás kisebb, mint a küszöbérték, nem szerepelnek a horizontális hálózatban.

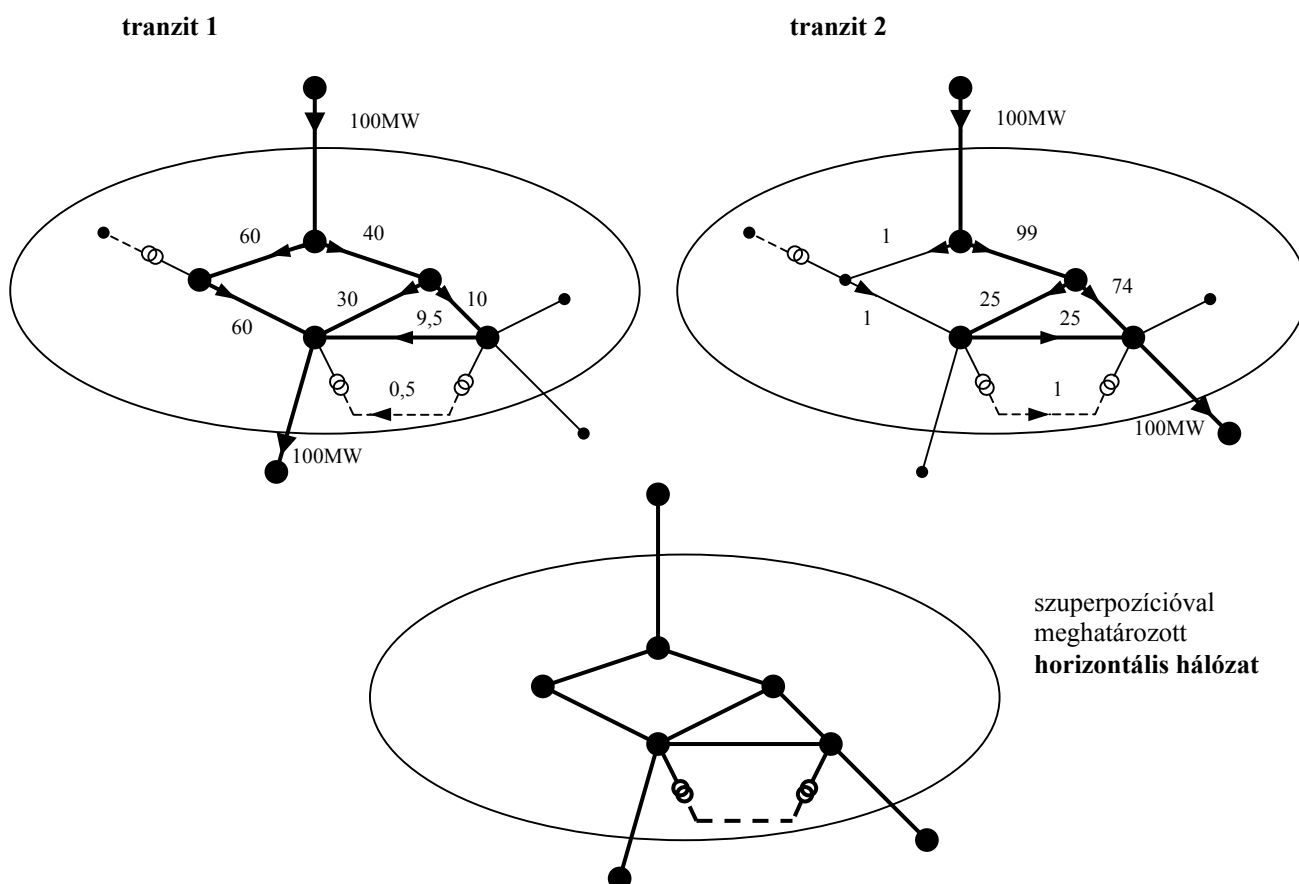
A 19. ábra a horizontális hálózat meghatározódását mutatja be az összes kombináció szuperpozíciójával. Az egyszerűség kedvéért vizsgáljunk egy három rendszerösszekötő távvezetékkel rendelkező országot.⁹⁸

⁹⁷ Egy n db rendszerösszekötő távvezetékkel rendelkező országra (TSO-ra) $n(n-1)$ egyenkénti tranzitmegoszlás létezik.

⁹⁸ Az ábrákon megfigyelhető Kirchhoff I. (csomópont)törvényének érvényesülése is: egy adott csomópontba belépő áramlások nagyságának összege egyenlő a csomópontból kilépő áramlások nagyságának összegével.

19. Ábra

Horizontális hálózat



Forrás: [ETSO, 2002.a]

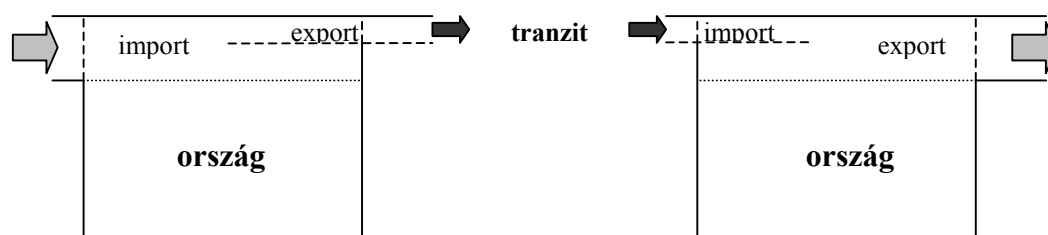
A horizontális hálózatok vagyoni értékét az egyes TSO-k – a saját szabályozó hatóságuk által elismert és nyilvánosságra hozott vagyoni érték alapján – megadják az illetékes CBT-szerv felé. Ez a vagyoni érték képezi alapját a tranzitáramlások okozta költségek meghatározási folyamatának.

Az egymás részére megtérítendő költségek meghatározásához szükség van annak megállapítására is, hogy az egyes horizontális hálózatok ténylegesen mekkora tranzitot vezetnek le. Az ETSO a tranzitot az országok közötti rendszerösszekötő távvezetéseken óránként mért import és export áramlások minimumaként definiálja (20. ábra).⁹⁹

⁹⁹ Ezt úgy is megfogalmazhatjuk, hogy egy adott ország hálózatán átmenő azon áramlásokat tekintjük tranzitnak, amelyet nem az adott ország termelői tápláltak a rendszerbe és amelyet nem az adott ország fogyasztói vételeztek ki a rendszerből.

20. Ábra

ETSO tranzit definíciója



A horizontális hálózatot azonban a belső fogyasztás áramlásai is használják. Ezért csak azon költségeket kell megtéríteni, amelyek ténylegesen a tranzit miatt keletkeznek. Ezt az értéket a **tranzitkulcs** adja meg, amely megmutatja, hogy a tranzit milyen mértékben részesedik a nemzeti hálózatok forgalmából: $\text{tranzitkulcs} = (\text{tranzit}) / (\text{fogyasztás} + \text{tranzit})$.

Az adott TSO-nál a tranzitáramlások miatt fellépő költség tehát egyenlő a tranzitkulcs és a horizontális hálózat értékének szorzatával.

Az ETSO a költségek pénzügyi elszámolására egy CBT alapot hozott létre, amelybe a TSO-k befizetéseket teljesítenek és kifizetésekben részesülnek.

A befizetések jogcímei

- **Periféria országok hozzájárulása.** A CBT megállapodást alá nem író országok¹⁰⁰ exportőrei/kereskedői az azt aláíró országok területére csak úgy szállíthatnak be villamos energiát, ha egy 1EUR/MWh nagyságú explicit betáplálási díjat megfizetnek a határos CBT-tag TSO-nak, aki ezt befizeti az alapba.¹⁰¹ (A periféria országok jogosultak díjat kivetni a kontinentális ETSO területről jövő deklarált exportok után.)
- **„Nettó áramlás” utáni befizetési kötelezettség.** A „nettó áramlást” az adott ország export és import irányokban történő órás nettó áramlásaként definiálják. (Nettó áramlás: minden órára a mért bejövő és kimenő villamos energia különbségének az abszolútértéke.) A nettó áramlás díja ugyanaz, függetlenül attól, hogy export, vagy import irányú. A díj a nemzeti átviteli tarifák fogyasztói „L”, vagy termelői „G”

¹⁰⁰ Periféria országok: Egyesült Királyság, Lengyelország (2004. június 30-ig), Marokkó, Horvátország, Albánia, Macedónia, Bulgária, Románia, Orosz Államszövetség, Ukrajna, Belorusszia, valamint Szerbia és Montenegró.

¹⁰¹ Ezt a díjat a periféria országokból menetrend szerint beszállított villamos energia után kell megfizetni.

elemeiből származik.¹⁰² Ezt a döntést a szubszidiaritás elve alapján az egyes TSO-k és szabályozó hatóságaik hozzák meg.¹⁰³

A „nettó áramlás” befizetési kötelezettségénél érdemes különbséget tenni azon országok között, akik csak másik CBT országgal határosak, és azok között, akik legalább egy CBT és egy periféria országgal is határosak. Ezeket az országokat a CBT terület „szélén lévő országoknak” nevezzük. A „szélén lévő országok” speciális helyzetben vannak, mivel a periféria országból származó áramlás után – most már saját területéről induló áramlásként – nekik a „nettó áramlás” utáni díjat is meg kellene fizetniük, jöllehet azt már egyszer megfizette a periféria ország. Ezért a periféria országnak a nettó áramlás számításában való szerepeltetését redukálni szükséges. A probléma megoldása érdekében:

- csak a CBT országokkal történő, előzetes nettó áramlást számítják, így csak azokat az áramlásokat veszik figyelembe, amelyek a CBT területét érintik;
- a számított előzetes nettó áramlást csökkentik egy olyan mennyiséggel, amely egyenlő egy periféria országból a szélén lévő országon keresztül egy CBT országba irányuló maximális lehetséges tranzit értékével.

A kifizetések jogcíme

A CBT-megállapodásban részt vevő országok számára a horizontális hálózatuk éves költségének a tranzitkulccsal arányos része térül meg a CBT-elszámolás keretein belül. A fentiekből látható, hogy az eljárás során azok az országok kapnak nagyobb visszatérítést, akiknek nagy a tranzitarányuk az összes rajtuk átmenő áramlásban, és azon országokat terhel nagyobb befizetési kötelezettség, akiknek nagyobb a nettó áramlás export-, vagy import irányba.

Az ETSO által létrehozott alap virtuális alapnak tekinthető. Miért? Egyrészt az alap nagysága az adott évi CBT megállapodás aláírása előtt egy évre előre rögzítésre kerül. Ebből adódóan a TSO-k alappal szembeni kötelezettség- és követelés nagyságát is előre meghatározzák. A predetermináció azt is jelenti, hogy a befizetések és kifizetések megállapításához történeti – bár igaz, hogy mért – adatokat használnak. Vagyis előre

¹⁰² Lásd az 5.4.2. alfejezetet.

¹⁰³ A jelenlegi EU-szabályozás alapján egyelőre nincsenek a TSO-k arra kötelezve, hogy ezt egységes elvek alapján jelenítsék meg a díjakban, ha egyáltalán megjelenítik. Az ebből adódó problémákat lásd az 5.4.3. alfejezetben.

rögzítésre kerül – a fent már részletesen bemutatott – horizontális hálózat éves költségének, az ország éves villamosenergia-fogyasztásának-, perem országból származó éves menetrendi importoknak-, éves tranzitáramlásoknak-, éves nettó eredő import áramlásoknak-, valamint az éves nettó eredő export áramlásoknak a nagysága.

A tényleges áramlásokat reprezentáló elszámolások havonta történnek. Ehhez egyrészt rögzített értékeket használnak, mint az adott ország horizontális hálózatának költsége és az ország villamosenergia-fogyasztása (ehhez a fent említett éves adatokból havi adatok kerülnek meghatározásra), valamint ténylegesen mért – szintén havi – értékeket: perem országból származó menetrendi áramlások-, kumulált tranzitáramlások-, nettó eredő import áramlások-, valamint nettó eredő export áramlások nagysága. A havi elszámolás során a CBT felekre kiszámolják, hogy mennyi az adott hónapra vonatkozó alappal szembeni befizetési kötelezettsége, mekkora az adott hónapra vonatkozó alappal szembeni követelése. A fenti számítások eredménye alapján nettósított havi kifizetések/teljesítések történnek a CBT országok között.

A CBT szerződés lejártakor utókalkulációra kerül sor. Az utókalkuláció során az előzetesen rögzített éves adatok helyett a tényleges éves adatokat veszik figyelembe. A tényleges éves adatokból határozzák meg az alap tényleges nagyságát, s kiderül, hogy ez alacsonyabb, vagy magasabb-e, mint az előzetesen kalkulált éves virtuális alap nagysága. Az év végi elszámolás során úgy kalkulálják a befizetéseket/kifizetéseket, hogy a tényleges alap nagyságának megfelelő kompenzációk történjenek a CBT aláíró TSO-k között.

A virtuális alap értékének, a nettó áramlások utáni befizetések nagyságának és a kifizetések nagyságának előre történő rögzítése jelenti az eljárás legnagyobb hiányosságát. Egyrészt nem valós méréseken nyugszik, hiszen a rögzített adatokkal dolgozik, másrészt **az év végi elszámolás során olyan különbség adódhat a virtuális és a valódi alap nagysága között, ami súlyos kötelezettség- és követelés nagyságok rendezését teheti szükségessé, ami már egy közepes országnak is nehezére eshet.**

A 1228/2003/EK rendelet ugyanakkor a 3. cikk (3) bekezdésében lehetőséget ad ilyen elszámolás biztosítására: *„az ellentételező kifizetéseket szabályos időközönként teljesítik egy adott múltbeli időszak tekintetében. Adott esetben a kifizetett ellentételezés utólagos módosítására akkor kerül sor, ha a ténylegesen felmerült költségek kimutatása végett szükséges.”* Véleményem szerint azonban ez is csak azt bizonyítja, hogy a rendeletet a meglévő mechanizmus működésének biztosítása érdekében alakították ki ilyenre.

A virtuális alapba történő befizetéseknek a 2002. és 2003. évi mechanizmusokban volt egy további összetevője is, ez pedig a tagállamok rendszerirányítói által befizetendő díj¹⁰⁴ az adott ország deklarált (szerződött) exportja után. A deklarált export az adott ország termelői és kereskedői által a TSO számára bejelentett szándékolt exportmennyiségek összege, amit a TSO deklarál az illetékes CBT-szerv felé. Ezen összetevőket azonban meg kellett szüntetni, mivel azok a szerződéses útvonal logikájához történő visszatérést jelentették. A CBT-megállapodás pedig pont a fizikai áramlások és azok mérésének logikájára épül, amit a rendelet 3. cikk (5) bekezdése is kimond: „*a befogadott határkeresztező áramlások nagysága és azon határkeresztező áramlások nagysága, amelyeket úgy minősítenek, hogy országos átviteli hálózatokból erednek és/vagy ott végződnek, egy adott időszakban **ténylegesen mért** villamos energia fizikai áramlás alapján határozandó meg*”. Az előbbiek még akkor is megállják a helyüket, ha a rendelet 2. cikkében lévő fogalom-meghatározások ismerik mind a bejelentett kivitel, mind a bejelentett behozatal fogalmát.

A CBT-megállapodást a rendelet 3. cikk (6) bekezdésének való megfelelés érdekében módosítani kell, mivel az a határkeresztező áramlások befogadásából eredő költségeket a hosszú távú, előretekinthető átlagos költségnövekmény alapján rendeli megállapítani. Ezzel ellentétben jelenleg a horizontális hálózatok vagyoni értékét az egyes szabályozó hatóságok határozzák meg, jóllehet ez még mindig praktikusabb eljárás a korábbi időszakokkal ellentétben, amikor a TSO-k saját maguk adták meg – nem kellően ellenőrizhető módon – horizontális átvitelű hálózatuk értékét.

A 3.1. alfejezetben részben már érintettük a villamosenergia-hálózatok egyik tulajdonságát, a hálózati veszteséget. Tekintve, hogy a hálózati veszteséget maga a „hálózat fogyasztja el”, ezt is meg kell termelni és be kell szerezni, hogy a villamosenergia-rendszeren az egyensúlyt biztosítani lehessen. Ezt az adott TSO szerzi be és annak költségét szocializálja a rendszerhasználók között. Ez egy zárt rendszerben tökéletesen működik, azonban az adott TSO hálózatán átmenő határkeresztező áramlások szintén veszteségeket okoznak, amelynek költségeit szintén az áramlások okozóinak célszerű viselni, azaz azon TSO-knak, akik az áramlást okozzák. A CBT-mechanizmus erre is fedezetet nyújt. A hálózati veszteség kérdésével a továbbiakban

¹⁰⁴ A díj 2002-ben 1EUR/MWh, míg 2003-ban 0,5EUR/MWh volt.

csak érintőlegesen kívánok foglalkozni, tekintettel arra, hogy az általa okozott költségek töredékét teszik ki az áramlások okozta összköltségnek.

5.3.2. *A megtérítendő hálózati költségek meghatározásának további lehetséges módszerei*

A CBT-mechanizmus által alkalmazott módszeren kívül egyéb lehetőségek is léteznek arra, hogy megállapítsuk a megtérítendő költségek nagyságát és meghatározzuk a TSO-k által fizetendő költségkompenzáció mértékét. Az alább ismertetésre kerülő módszerek mindegyike megfelel a rendeletben leírtak mögötti filozófiának. A módszereket két csoportra lehet bontani:

- az első csoport az egyes TSO-k hálózati elemeinek (berendezéseinek) használati költségét állapítja meg az egyes piaci szereplők szintjére és csak utána aggregálja TSO szintre;
- a második csoport – hasonlóan a jelenleg alkalmazott CBT-mechanizmushoz – a tranzitáramlásokat veszi figyelembe és rögtön TSO szintjén adja meg a kompenzáció nagyságát.

Az egyes csoportokban különböző algoritmusok (módszerek) kerültek kifejlesztésre. [PÉREZ-ARRIAGA, et al., 2002.b, 2003.] **Az első csoport módszerei:**

- *Arányosan felosztott használat* [average participation (**AP**)]. [CEER, 2002.a]

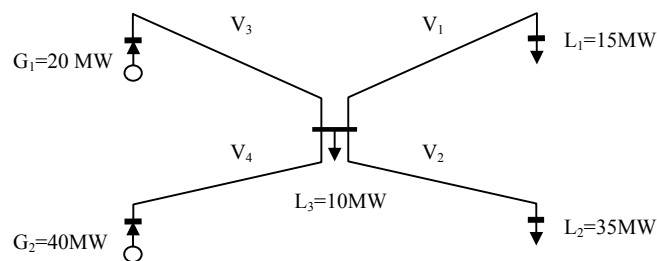
A módszer azon a szemléleten nyugszik, hogy a fogyasztás (vételezés) kielégítéséül szolgáló betáplálás és – fordítva is – a betáplálás végcéljaként szolgáló vételezés, vagyis a horizontális hálózat egyes vezetékszakaszaiban az áramlásokért felelős piaci szereplőket be lehet azonosítani a hálózaton lévő fizikai áramlások mintázatának ismeretében. Az eljárás egyik nagy előnye, hogy az európai együttműködő átviteli villamosenergia-hálózatot nem egyszerűsíti le, hanem az egész topológiát veszi figyelembe. A módszer azzal a feltételezéssel él, hogy egy adott hálózati csomópontba egy vezetéken befolyó villamos energia arányosan megoszlik a csomópontból kiinduló vezetékeken kifolyó villamos energia között. Ezt az oksági viszonyt felhasználva az egyes hálózati csomópontokhoz képest előre és visszafelé is meg lehet állapítani az egyes áramlások okozóit.¹⁰⁵ [YANG, 1988.]

¹⁰⁵ Fontos megjegyezni, hogy az áramlásokat nem lehet tetszőlegesen nagy távolságokra lekövetni, praktikusán 3–4 nagyobb csomópontig követhetők csak le.

[SHOULTS, SWIFT, 1997.] [BIALEK, 1997.] [KIRSCHEN, et al, 1997.] Így egy adott erőmű (G) által a villamosenergia-hálózatba betáplált villamos energia fizikai áramlását végig lehet követni az egyes fogyasztási (L) helyekig. Ezt visszafelé is meg lehet tenni, tehát visszakövetni, hogy az egyes fogyasztási helyek honnan kapják a villamos energiát. A fentiek alapján az egyes áramlások által használt hálózati elemek (V) költségét hozzá lehet rendelni az egyes piaci szereplőkhöz.

A 21. ábra segítségével vizsgáljuk meg az AP-módszerben alkalmazott arányosítást.

21. Ábra *AP-módszerben használt arányosítás*



Forrás: [PÉREZ-ARRIGA, et al, 2002.b]

A G_1 erőmű $15 \times 20 / (20 + 40)$ MW-tal járul hozzá V_1 vezetéken, $35 \times 20 / (20 + 40)$ MW-tal a V_2 vezetéken, 20 MW-tal a V_3 vezetéken és 0 MW-tal a V_4 vezetéken mérhető áramlásokhoz. A hozzájárulási arányokat hasonlóképpen fel lehet írni G_2 erőműre, valamint az egyes fogyasztói csomópontokra is. Így például L_2 $20 \times 35 / (10 + 15 + 35)$ MW-tal járul hozzá a V_3 vezetéken, $40 \times 35 / (10 + 15 + 35)$ MW-tal a V_4 vezetéken, 35 MW-tal a V_2 vezetéken és 0 MW-tal a V_1 vezetéken mérhető áramlásokhoz. L_3 $20 \times 10 / (10 + 15 + 35)$ MW-tal járul hozzá a V_3 vezetéken, $40 \times 10 / (10 + 15 + 35)$ MW-tal a V_4 vezetéken és 0 MW-tal a V_1 és V_2 vezetékeken mérhető áramlásokhoz.

Az AP-módszer erénye, hogy nem veszi figyelembe a TSO-, ország- (politikai-) határokat, hanem attól függetlenül állapítja meg a költségeket. Lényegtelen tehát, hogy egy adott ország TSO-jának hálózatán milyen tranzitáramlások bonyolódnak le, ha az áramlások végcélja és forrása lekövethető.

Az AP-módszer önmagában képes lenne arra, hogy egy nodális átviteli árazásos¹⁰⁶ rendszert valósítson meg a teljes európai átviteli villamosenergia-rendszeren, vagyis az országokon belüli nagyobb csomópontokban differenciáltan meghatározza a hálózathasználati díjat.¹⁰⁷ A Firenzei Fórum döntése értelmében azonban – ami tükröződik a 1228/2003/EK rendeleten is – TSO-k közötti költségkompenzációval kell megoldani a határkeresztező áramlások okozta költségek fedezetét. (Továbbá egyelőre nincsen egyöntetű politikai akarat arra, hogy az egyes országokban az egyes fogyasztói súlypontok között eltérő átviteli árak alakuljanak ki.)

Az AP-módszert azonban lehet használni TSO-k közötti kompenzációs mechanizmus során a fizetendő költségtérítések nagyságának megállapítására is. Tegyük fel, hogy „M” ország átviteli hálózata 600 vezetékszakaszról áll. Az AP-módszerrel minden egyes vezetékszakra meg lehet állapítani, hogy azt mekkora százalékban használta „M” országbeli, vagy más tetszőleges országbeli piaci szereplő. Ha mind a 600 vezetékszakra végigfuttatjuk az AP-módszert, akkor TSO-szinten megállapítható, hogy az ország átviteli hálózatát mekkora százalékban használták a helyi és mekkora százalékban az egyes más országbeli piaci szereplők (például „N”, vagy „P” ország piaci szereplői). Ha ismert az egyes vezetékszakaszok költsége, akkor megállapítható az egyes országok (TSO-k) által „M” országnak fizetendő kompenzáció.

Vegyük észre, hogy az AP-módszerrel megfordul a CBT-mechanizmusban látott logika, ahol először TSO szinten került meghatározásra a kompenzáció nagysága és csak „utána” történik meg annak a helyi „G” és „L”-tarifákban lévő érvényesítése.¹⁰⁸

- *Egyszerűsített arányosan felosztott használat* [simplified average participation (SAP)].

Az SAP az AP-módszer egyszerűsített változatának tekinthető, mivel az európai átviteli villamosenergia-hálózatot egyszerűsíti le úgy, hogy az egyes országokat egy-egy csomópontnak tekinti. Az SAP metodológiája a továbbiakban megegyezik az AP-módszernél leírtakkal. Az SAP-módszer legnagyobb hátránya, hogy nem veszi figyelembe a TSO-k belső hálózatán lévő áramlások milyenségét.

¹⁰⁶ Nem összekeverendő a locational pricing nodális változatával, amely a villamos energia, mint jószág, csomópontok közötti eltérő árazását teszi lehetővé és a (2) költség típusba tartozó szűk keresztmetszetek kezelésére használható fel.

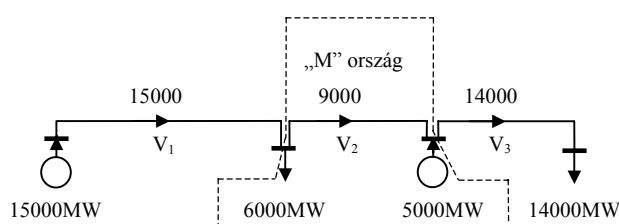
¹⁰⁷ Ennek gyakorlati hasznát lásd az 5.4.2. és az 5.4.3. alfejezetekben.

¹⁰⁸ Lásd az 5.3.1. alfejezetben a „Nettó áramlás” utáni befizetési kötelezettséget.

- *Módosított arányosan felosztott használat* [modified average participation (**MAP**)].
A módszer lényegének ismertetése előtt térjünk vissza az AP-módszer azon tulajdonságára, hogy nem veszi figyelembe a TSO-, ország- (politikai-) határokat, hanem attól függetlenül állapítja meg a költségeket. Vizsgáljuk meg a 22. ábrán feltüntetett négy csomópontos – két termelői és két fogyasztói – hálózatot úgy, hogy első lépésben ne vegyük figyelembe a politikai határokat.

22. Ábra

AP-módszer hiányossága



Forrás: [PÉREZ-ARRIGA, et al, 2002.b]

Az AP-módszerrel – a korábban leírtak alapján – meg tudjuk állapítani, hogy az egyes erőművek és fogyasztók mekkora mértékben használják az egyes vezetékszakaszokat. Második lépésben tételezzük fel, hogy „M” ország érvelése szerint az AP-módszer hátrányosan nagy költséget allokál rá, pedig az ország a saját fogyasztását a hazai erőművében előállított villamos energiával ki tudja elégíteni és csak az átmeneti egyensúlytalanságokra veszi igénybe a határkeresztesző energiacserét, vagyis csak ezen esetekben használja más országok átviteli hálózatát. Az ábra szerint „M” ország erőművében előállított 6000MW-ból csak annak töredéke fog más ország fogyasztója által felhasználásra kerülni.

Az MAP-módszer a fenti esetet próbálja meg kezelni, amikor a belsőleg egyensúlyban lévő nem nagy országokat – amelyek egyben nagy tranzitáramlást bonyolítanak le saját átviteli hálózatukon – úgy tekinti, mintha az országon belüli fogyasztás kielégítése érdekében csak a saját átviteli hálózatát venné igénybe és csak a termelés és a fogyasztás közötti egyensúlytalanság erejéig használná más országok átviteli hálózatát. Ezt úgy éri el, hogy az adott országot egyetlen csomópontként kezeli és aszerint alkalmazza rá az AP-módszert, hogy a vizsgálati időpontban az áramlások alapján éppen nettó „exportőr”, vagy „importőr”. Vagyis az ország összességében fogyasztási (L), vagy termelői (G) helyként lesz kezelve.

- *Határhasználat* [marginal participation (**MP**)].

Az MP-módszer a mikroökonómiából ismert határelméletet használja annak megállapítására, hogy egy adott V_j vezetékben mekkora áramlást indukál, ha egy adott G_i csomópontban a betáplálást 1MW-tal növeljük. Vagyis a módszerrel megállapítható a G_i csomópontban lévő piaci szereplő V_j vezetékre eső határhasználat. A számítások során minden egyes hálózati elemre meg kell határozni egy k_{ij} értéket, ami megmutatja, hogy mekkora mértékben változik az adott hálózati elem az áramlás nagysága, ha G_i csomópontban 1MW-tal növeljük a betáplálást. Tekintettel arra, hogy egy villamosenergia-rendszernek állandóan egyensúlyban kell lennie – azaz egy adott G_i csomópontban 1MW-tal megemelkedett betáplálási nagyságot egy adott L_i csomópontban a vételezés nagyságának 1MW-tal történő növekedésének kell kísérnie –, a k_{ij} érték azt mutatja meg, hogy egy G_i csomópontból induló és L_i csomópontban végződő adott áramlásnak mekkora része fog V_j vezetéken áthaladni. Egy adott hálózati elem (V_j) G_i L_i csomópontok általi használatának nagyságát megkapjuk, ha a vizsgált áramlás nettó betáplálás (g_i) és vételezés (l_i) különbségét megszorozzuk a k_{ij} értékkel. Ha a számításokat az átviteli hálózat minden egyes csomópontjára elvégezzük, figyelembe véve az összes hálózati elemet, akkor az elemek költségeinek ismeretében az egyes piaci szereplőkhöz hozzárendelhető a határhasználatuk során fellépő határköltség (T_i).

$$T_i(g_i - l_i) = \sum_j \left[C_j \frac{k_{ij}(g_i - l_i)}{\sum_z k_{zj}(g_z - l_z)} \right], \text{ ahol } \begin{array}{l} C_j : \text{ adott } V_j \text{ hálózati elem költsége} \\ z : \text{ csomópontok száma} \end{array}$$

Az MP-módszer gyengesége abban rejlik, hogy – bizonyos tekintetben – önkényesen kell kijelölni a hálózaton azon fogyasztási csomópontokat (referencia-csomópont), amelyek egy adott termelő csomópont határtermelésének változására reagálni fognak.¹⁰⁹

¹⁰⁹ Ilyen referencia-csomópontnak általában jelentős fogyasztási súlypontot szoktak használni, lehetőleg minél közelebb egy olyan nagyobb városhoz, amely a referencia-csomópontba csatlakozik be. Kérdésként merül fel, hogy mi történik, ha megváltoztatjuk a referencia-csomópontot. Ezzel kapcsolatban lásd [RIVER, PÉREZ-ARRIGA, 1993.].

A második csoport módszerei:

- *Tranzit- és tranzit nélküli módszer* [with & without transit method (**WWT**)]. [ETSO, 2002.a, 2002.c]

A WWT-módszer a jelenlegi CBT-mechanizmus alapjaira épít, kivéve a tranzitkulcsot. A módszer lényegének ismertetése előtt térjünk vissza a jelenlegi CBT-mechanizmushoz. A jelenlegi mechanizmus több hiánnyal is küzd:

- Az eljárás csak a „mesterségesen” definiált tranzitáramlást veszi figyelembe, annak ellenére, hogy a rendszerösszekötő kapacitásokon ennél jóval nagyobb áramlás mérhető.
- A tranzitkulcs önmagában elhibázott mutatószám, mivel minél kisebb a kérdéses ország, annál nagyobb lesz a tranzit aránya a saját fogyasztáshoz képest, s így a tört értéke is. Vagyis a mutatószám alapján egy kis ország horizontális hálózatának – egy nagyobb ország horizontális hálózatához képest – mindig nagyobb részét fogják külső piaci szereplők használni. Vagyis minél kisebb egy ország, annál inkább túlkompenzálja a rendszer.
- A tranzitkulcs nem képes figyelembe venni, hogy a tranzitáramlásnak milyen a relatív iránya a horizontális hálózaton lévő belső áramlásokhoz képest. Ugyanis, ha a tranzitáramlás hozzávetőlegesen ellentétes irányú a belső áramlással, akkor a tranzitáramlások önmagukban csökkentőleg hatnak a horizontális hálózaton lévő áramlásokra és hálózati veszteségekre, vagyis nem jogos azok költségeit teljes mértékben külső TSO-hoz rendelni.

A WWT-módszer a fenti problémák kezelésére nyújt egyfajta megoldást. A módszer alkalmazása során adott országra – a korábban már megismert elv (20. ábra) alapján – kiszámítjuk a tranzit nagyságát (with transit). Második lépésben a tranzitot felosztjuk az ország rendszerösszekötő vezetékei között aszerint, hogy az adott vezetéken mért áramlás mekkora mértékben járult hozzá a teljes tranzithoz. Harmadik lépésben terhelési (áramlási) méréseket végzünk (olyan intervallumban, amilyenben a tranzitáramlás mérése is megtörtént) az ország horizontális hálózatán az egyes rendszerösszekötő vezetéseken áramló tranzit figyelembevétele nélkül (without transit). A két áramlási mérésfajta közötti különbségből megállapítható, hogy az egyes rendszerösszekötő vezetékek mekkora mértékben járultak hozzá az ország tranzitjához.

- *Arányosan felosztott használat tranzitáramlásokra vonatkoztatva* [average participation applied to transit (**APT**)].

A módszer lényegének ismertetése előtt szintén térjünk vissza a jelenlegi CBT-mechanizmushoz. A jelenlegi mechanizmus egy további hiánnyal is küzd:

- A megtérítendő költségek forrásának egy jelentős része az egyes országok saját nettó áramlásai után fizetendő díj. Ezen díjak – a teljes rendszert tekintve – 50–50%-ban oszlanak meg az export- és importáramlások között. Ez azt jelenti, hogy például Portugália azonos mértékben finanszírozza a Spanyolországnak és Finnországnak járó költségkompenzációt, annak ellenére, hogy az európai átviteli villamosenergia-hálózaton több ezer kilométerre fekszik egymástól a két ország.

Az APT-módszer a fenti probléma kezelésére nyújt megoldást, miközben megtartja a WWT-módszer alapfilozófiáját a tranzitáramlások definícióját illetően. A módszer a rendszerösszekötő kapacitásokon beazonosított tranzitáramlásokat a belső hálózat és a szomszédos TSO hálózatának irányába egyaránt leköveti az AP-módszernél leírtaknak megfelelően. Így megmondható, hogy honnan ered az áramlás és mekkora mértékben használja a tranzitáló ország horizontális hálózatát.

Felmerül a kérdés, hogy a fent bemutatott módszerek a jelenlegi CBT-mechanizmushoz képest milyen eredményeket adnak a megtérítendő költségek nagyságára és a TSO-k által fizetendő költségkompenzáció mértékére vonatkozóan, illetve megvalósíthatóak-e a gyakorlatban. Pérez-Arriaga, Camacho és Odériz 2001-ben és 2002-ben is letesztelte a módszereket számítógéppel támogatott számításokkal. Ehhez az UCTE rendszerének egy adott pillanatában lévő (áramlási) állapotát használták fel, tekintettel arra, hogy megfelelő adatok hiányában a teszteket a kívánatosnak tartandó 8760 óras mintavétellel nem állt módjukban végrehajtani.¹¹⁰ A módszerek algoritmusainak változóihoz egyes esetekben valós, más esetekben egyszerűsített adatokat használtak fel. Ez utóbbira példa, hogy az UCTE villamosenergia-rendszerének csomópontjai és hálózati elemeinek teljes figyelembevétele helyett országonként arányosan csökkentett mennyiségeket vettek

¹¹⁰ A tesztet 2001-ben egy darab mintavétel alapján hajtották végre január 17-én 10³⁰ perces állapotnak megfelelően. 2002-ben 24 darab mintavételt hajtottak végre négy különböző hónap (március, június, szeptember és december) harmadik szerdáján és vasárnapján 3³⁰, 11³⁰ és 19³⁰ perckor.

figyelembe. Feltételezték továbbá, hogy a vezetékek egyforma hosszúak és azonos értéket képviselnek.¹¹¹ A vizsgálatok során mindig az éppen érvényes CBT-mechanizmussal vetették össze az eredményeket a megtérítendő költségek és az egyes TSO-k nettó kompenzációja (befizetés-visszatérítése) tekintetében.

A fent felsorolt módszerek közül a kutatók az AP- és az APT-módszert tartották kielégítőnek arra, hogy valós alternatíváját képezzék az érvényes CBT-mechanizmusnak, illetve a WWT-módszernek.¹¹² (Az érvényes CBT-mechanizmus és a WWT-módszer ugyan nem feleltethető meg egymásnak teljesen egészében, de az egyszerűség kedvéért én most ezt feltételezem.)¹¹³ Az elvégzett számítások azt mutatták, hogy az AP-módszer nagyobb megtérítendő költséget eredményez a TSO-k között, mint a WWT-módszer. Ez annak tudható be, hogy az AP nem preferálja azon országokat, amelyek jelentős tranzittal bírnak, hanem – az összes tényleges (nem csak tranzit) áramlás alapján – minden országra nézve semlegesen határozza meg a költségeket.¹¹⁴ A kutatók által elvégzett számítások ugyanakkor azt is kimutatták, hogy a megtérítendő költségek alapján teljesítendő kifizetések és a másik oldalon jogos bevételek eredményeként létrejövő TSO-k közötti nettó költségkompenzációk minden módszernél közel azonos nagyságot eredményeznek. Vagyis az AP-módszer igazi előnye másban keresendő. Ez az előny pedig az, hogy **az AP-módszert nemcsak költségkompenzációra lehet hatékonyan felhasználni, hanem hatékony gazdasági jelzések¹¹⁵ nyújtására is.**

Összefoglalásul, az AP-módszer előnyei: a hálózaton lévő összes áramlást figyelembe veszi, míg a WWT csak a tranzitáramlásokkal számol. Az AP az egységes rendszer paradigmáját teljes mértékben kielégíti, mivel csomóponti árazásos rendszert képes

¹¹¹ További feltételezésekhez lásd a hivatkozott anyagot.

¹¹² A SAP-módszert a hálózati topológia túlzott leegyszerűsítése miatt nem tartották jó módszernek. Hasonlóan nem javasolták az MP-módszert, mivel önkényesen kell kijelölni a hálózaton azon fogyasztási csomópontokat, amelyek egy adott termelő csomópont határtermelésének változására reagálnak. Míg a MAP-módszer ellen szól, hogy olyan feltételezéssel él (belsőleg egyensúlyban lévő ország), amely nem értelmezhető egy együttműködő rendszeren, valamint nem elégíti ki a „single paradigm” kitételét.

¹¹³ Az alapvető különbség abból ered, hogy a CBT-mechanizmus nem veszi figyelembe azt a lehetőséget, hogy egy tranzitáramlás csökkentheti a belső hálózat használatát, ezáltal csökkentve a költségeket, ami felmerülhet az adott TSO-nál.

¹¹⁴ A képet tovább árnyalja, hogy egy jelentős importtal rendelkező ország kisebb mértékben fogja használni az importforrás TSO belső hálózatát, ha az áramlás forrásául szolgáló (G) csomópont a határhoz közel helyezkedik el.

¹¹⁵ Lásd az 5.4. alfejezetet.

megvalósítani függetlenül a politikai határoktól. Ugyanakkor felhasználható TSO-k közötti költségkompenzációs mechanizmusra is. A WWT-módszer túlzó előnyben részesíti a tranzitáló országokat az exportáló és importáló országokkal szemben, míg az AP inkább semlegesnek tekinthető. A WWT csak és kizárólag költségkompenzációra használható hatékonyan, míg az AP – bizonyos keretek között – felhasználható a 1228/2003/EK rendelet által tárgyalt egyéb területeken is (pl. megfelelő gazdasági jelzések küldése a piaci szereplők részére, illetve országokon belül alkalmazott átviteli díjak harmonizálására).

Az AP-módszer hátrányai: az AP-módszer alkalmazása munkaigényes, mivel – előnyei maradéktalan kihasználása érdekében – csak akkor van értelme alkalmazni, ha az európai villamosenergia-rendszer topológiáját a lehető legteljesebb mértékben figyelembe vesszük.¹¹⁶ További problémát jelent, hogy – ha figyelembe akarjuk venni az egyes rendszerállapotoknak megfelelő európai áramlásokat mérés alapján az év 8760 órájában, akkor – óriási adatcserét igényelne az egyes TSO-k között. A módszer által használt arányosításon kívül (21. ábra) – ami nem felel meg teljes egészében a fizika törvényszerűségeinek – egyéb tetszőleges megoldások is szóba jöhetnek, amik más-más eredményt szolgáltatnának. [ETSO, 2002.c] Az AP-módszeren nyugvó költségallokációt egyetlen országban sem alkalmazták még a belső hálózat költségeinek „hazai” piaci szereplők közötti felosztására.¹¹⁷

5.4. Rövid- és hosszú távú gazdasági jelzések alkalmazása az átviteli hálózatokon

Az előző fejezetekben megismerhettük, hogy a villamos energia a villamosenergia-rendszer egyes elemein a termelési, azaz a betáplálási helyektől a fogyasztási, azaz a vételezési helyekig áramlik. Némi egyszerűsítéssel élve azt mondhatjuk, hogy az áramlás a többlet irányából a hiány irányába valósul meg. Nemzetközi szinten vizsgálódva úgy fogalmazhatunk, hogy az áramlás a fogyasztásukhoz képest többlettermeléssel rendelkező országokból a fogyasztásukhoz képest alacsonyabb termeléssel rendelkező országok irányába valósul meg. A rendszerösszekötők azonban fizikai korlátosságuk miatt nem képesek tetszőleges nagyságú áramlást közvetíteni. Mi lehet a megoldás? Egyrészt fokozni kell a TSO-k üzemviteli együttműködésének

¹¹⁶ Érttem ezalatt a több mint 3000 csomópontot és szintén több ezer hálózati elemet.

¹¹⁷ Ugyan több ország is próbálkozott tartós bevezetésével, de mindenhol felhagytak vele.

hatékonyását,¹¹⁸ másrészt növelni kell a nemzeti rendszereket összekapcsoló rendszerösszekötő elemek kapacitását. Ez utóbbi két formában is elérhető. Egyrészt új rendszerösszekötő beruházások megvalósításával, másrészt **olyan rendszerállapot előidézésével, amely során a villamosenergia-áramlások nem terhelik túl a rendszerösszekötő elemeket. Hogyan lehet ilyen rendszerállapot elérését közgazdasági eszközökkel befolyásolni?**

A szabályozási elmélet szerint a fenti problémára, azaz az együttműködő villamosenergia-rendszer hatékony működtetésére – a rendszerösszekötő átviteli elemek hatékony kihasználása érdekében – olyan, a szabályozásba beépített közgazdasági ösztönző-rendszert érdemes alkalmazni, amely befolyásolja a piaci szereplők **kereskedelmi és/vagy a termelési és fogyasztási helyeikre** vonatkozó döntéseit. [HUNT, 2002.] A hatékony ösztönző rendszer különös fontossággal bír egy liberalizált környezetben, tekintettel arra, hogy a nagyszámú és szabad hálózat-hozzáféréssel bíró piaci szereplők által lebonyolított, gyakran nagy távolságú kereskedelmi tranzakciók mellett egyre nagyobb kihívást jelent a TSO-k számára együttműködő hálózataik egyensúlyban tartása. A cél az, hogy valamilyen gazdasági jelzés ösztönözze az egyes

¹¹⁸ Az üzemviteli együttműködés hatékonyságának növelése fokozott figyelmet kapott a 2003. szeptember 28-i olaszországi áramkimaradás (blackout) után. Az UCTE vizsgálóbizottságot állított fel a közvetlen és közvetett okok feltárására. A vizsgálóbizottsági jelentés egyik ajánlása szerint: „az Európai Unió és a szabályozóhatóságok folyamatos támogatása szükséges ahhoz, hogy az UCTE szabályai egy érvényesíthető biztonsági és megbízhatósági szabványgyűjteménnyé alakuljanak át, amelyet a rendszerirányítók és hálózathasználók be kell tartaniuk.” [UCTE, 2003.]

Az UCTE az egyes nemzeti villamosenergia-rendszerek együttműködéséből fakadó előnyök minél teljesebb kiaknázása érdekében számtalan technikai és üzemszervezési ajánlást fogalmazott meg tagvállalatai részére. Ezek az ajánlások mindeddig különféle dokumentumokban voltak fellelhetők, illetve betartásuk nehezen volt kikényszeríthető. Az olaszországi blackout rávilágított arra, hogy az azt előidéző eseményláncolat során az érintett átviteli rendszerirányítók több olyan hibát is elkövettek, amelynek következtében nem volt biztosítható sem az olaszországi, sem az európai együttműködő villamosenergia-rendszer biztonságos és megbízható működése. Az elkövetett hibák többsége abból fakadt, hogy az érintett TSO-k közötti üzemviteli együttműködés nem volt megfelelő. Túlontúl lassan és a nemzeti rendszerérdekek előtérbe helyezésével születtek csak meg azon döntések, amelyek gyorsabb és az együttműködő európai villamosenergia-rendszer érdekeinek figyelembevétele mellett történő meghozatalával elkerülhetőek lettek volna a szeptember 28-i történések. Az ehhez hasonló esetek és az azokat előidéző hibák jövőbeli bekövetkezésének kockázatát minimalizálандó az UCTE egy Működési Kézikönyv (Operation Handbook) kiadását határozta el, amely egyfajta közös európai üzemi szabályzatként fog funkcionálni. A Működési Kézikönyvben összegyűjtésre kerülnek azon legfontosabb üzemirányítási szabályok, valamint az egyes termelők, átviteli- és elosztói társaságok, és a rendszerhez csatlakozó egyéb szereplők jogosítványaira és kötelességeire vonatkozó előírások, amelyek befolyásolják a hierarchikusan felépülő rendszer biztonságos működését.

A kikényszeríthetőség elérése érdekében a Működési Kézikönyv megalkotására az UCTE tagvállalatai egy multilaterális magánjogi szerződést kötnek, amihez csatlakozni fog egy teljesítési és érvényesíthetőségi eljárásrend is (compliance and enforceable procedure). A Kézikönyv megalkotása jó útemben folyik, várhatóan még 2004-ben kiadásra kerül.

szereplőket arra, hogy a rendszerérdek figyelembevétele mellett hozzák meg saját gazdasági döntéseiket.

Gazdasági jelzést különféle eszközökkel lehet generálni. Elméletileg járható út lehetne például az országoként eltérő adóztatási rendszer bevezetése, de ez a belső piac logikájával ellentétes lenne. Nemcsak elméletileg, de gyakorlatilag is megvalósítható a megújuló energiaforrásokból előállított villamos energiára vonatkozó preferenciarendszerről származó gazdasági jelzések alkalmazása. Ez a megoldás azonban nem elég hatékony, mivel a megújuló energiaforrásokat hasznosító villamosenergia-termelő létesítmények teljesítménye a teljes európai villamosenergia-rendszeréhez képest „elenyésző”.

Igazán hatékony megoldást az jelent, ha a gazdasági jelzéseket a villamos energia fizikai áramlásának közeget biztosító átviteli hálózatokon alkalmazzuk. **Vagyis 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 hatással legyen a kereskedelmi tevékenységekre is, tekintettel arra, hogy a fizikai villamosenergia-áramlások mögött közvetlen vagy közvetett módon szerződéses jogviszonyok húzódnak meg.**

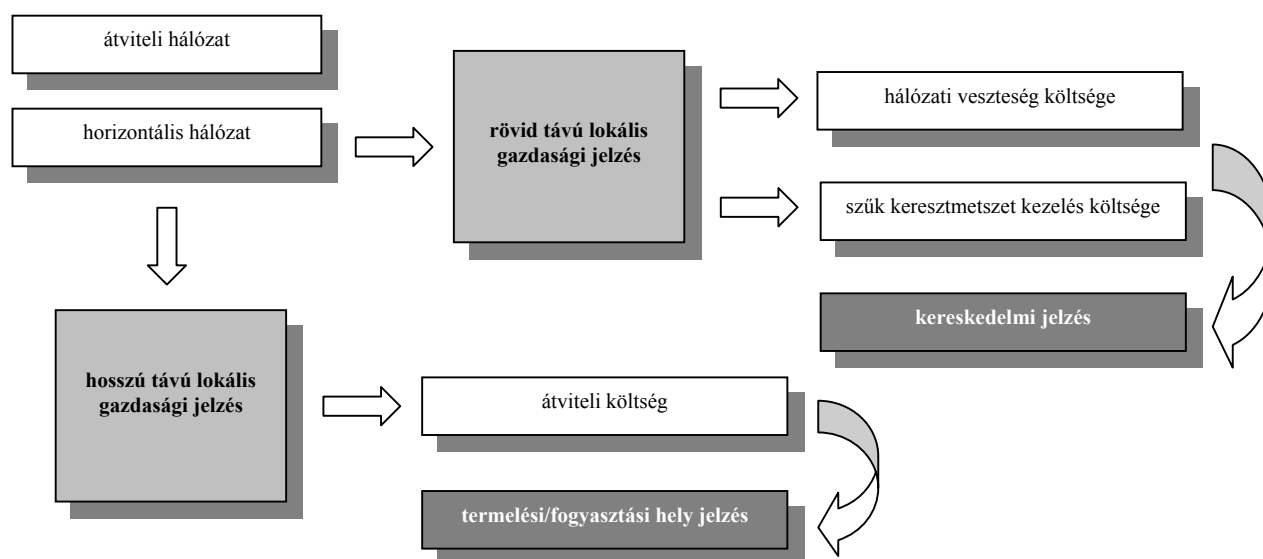
A szabályozási elmélet által javasolt konkrét ösztönző-rendszer **a rövid és hosszú távú lokális gazdasági jelzések**, amelyek célja, hogy **tükrözzék** a piaci szereplők felé **a villamosenergia-szállítás tényleges költségeit**. Vagyis az alkalmazott árazási technikáknak olyan piaci mechanizmusokon 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 kihasználására.

A **kereskedelmi tevékenységre** vonatkozó döntéseket elsősorban a nagykereskedelmi piacok közötti árkülönbségek határozzák meg. Az árkülönbségek **rövidtávon** 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. Ezen döntéseket **hosszú távon** és tartósan ható gazdasági jelzésekkel lehet csak hatékonyan befolyásolni.¹¹⁹ A 23. ábra az alkalmazható lokális gazdasági jelzések generálásának lehetséges eszközeiről ad áttekintést.

23. Ábra

Horizontális hálózatban alkalmazható lokális gazdasági jelzések



Az ábrából látszik, hogy a rövid távú lokális gazdasági jelzés eszköze lehet a megfelelő **szűk keresztmetszet- és a hálózati veszteség kezelési** technika. Hosszú távú lokális gazdasági jelzés eszköze lehet az átviteli hálózat bizonyos költségein alapuló **átviteli díjak** megfelelő allokálása.

5.4.1. 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 opportunity cost-ját, hogy keresletüket nem egy helyi, hanem egy távolabbi (akár más országban lévő) csomópontból elégítik ki. Ez az opportunity cost a villamos energia elszállítása az egyik piacról a másikra, vagyis – nemzetközi szinten vizsgálódva – a határkeresztező

¹¹⁹ Mind a rövid, mind a hosszú távú gazdasági jelzések kialakításánál figyelemmel kell lenni arra, hogy ne rontsák le egymás hatásait.

kereskedelem átviteli költsége. Mint láttuk, az országokat összekapcsoló rendszerösszekötő kapacitások nem nagy mennyiségű kereskedelmi célú villamos energia szállítására lettek létrehozva, hanem elsősorban a rendszeregyensúlyok biztosítása végett célzott energiacserére. A fizikai infrastruktúra szűk keresztmetszete korlátot szab az arbitrálnálási lehetőségek előtt. A cél az, hogy olyan technikákat alkalmazzunk a **szűk keresztmetszet kezelésére**, amely a szűkös jószágot úgy árazza be, hogy **csak az nyerjen rajta átviteli jogot, aki a legtöbbre értékeli azt, miközben az átviteli hálózat biztonságos működése is fenntartható.**

Nodális piac

Locational pricing-gal olyan nodális piacot¹²⁰ lehet létrehozni, ahol csomópontról csomópontra eltérő villamosenergia-árakat [jószágár + szolgáltatásár (átvitel)] alakít ki a szervezett villamosenergia-piacot működtető átviteli rendszerirányító. A villamos energia ára az egyik csomópontban drágább, a másikban olcsóbb. A szűk keresztmetszetet jelentő vezetékkel összekapcsolt csomópontok közötti árkülönbség a fent definiált opportunity cost-nak felel meg, vagyis annak a költségnek, amit akkor kellene kivetni, ha egy addicionális áramlást lehetővé tenne még a torlódástól terhes vezetékszakasz. **A lokális villamosenergia-árak alkalmazása tehát megfelelő lokális gazdasági jelzést képes küldeni** azon fogyasztóknak, akik a drágább csomópontban helyezkednek el, „büntetve” őket azzal, hogy a szűk átviteli kapacitás miatt nem tudnak megfelelő mennyiségű olcsóbb villamos energiához jutni. Az erőművek szempontjából szintén hatékony, mivel az olcsó csomópontban elhelyezkedő erőműveket termelés-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 is szert tesz, mivel a drágább csomópontban lévő fogyasztók magasabb árat fizetnek részére, mint amit neki kell térítenie az olcsóbb csomópontban lévő erőműveknek.¹²¹ A TSO teljes bevételét úgy kapjuk meg, ha a szűkös kapacitást jelentő vezetékeken mért áramlásokat megszorozzuk a kapacitás két oldalán elhelyezkedő csomópontok közötti árkülönbséggel. **Ez az a bevétel, amely fedezetet nyújt az 5.1. alfejezetben**

¹²⁰ Lásd az 5.1. alfejezetet.

¹²¹ Lásd a Pool koncepcióját a 3.3. alfejezetben.

bemutatott a (2) költségelemben lévő szűk keresztmetszet kezelésére. Továbbá ez az a bevételi forrás, amely ha nem is biztosít teljes fedezetet az átviteli hálózat fejlesztésére, de megképződése jelzés értékű arra, hogy hol kell új beruházásokat megvalósítani.

Market splitting (zonális piac)

A market splitting eljárás¹²² szintén locational pricing-on alapul, amely során az egyes csomópontokat zónákba fogják össze aszerint, hogy bizonyos rendszerállapotok esetén csak a zónák között alakulhassanak ki szűk keresztmetszetek. **A zonális piac** – a nodálishoz hasonlóan – **szintén képes hatékony gazdasági jelzések küldésére**, tekintettel arra, hogy filozófiájuk azonos. Koordinált implicit aukció használata esetén a gazdasági jelzés hatékonyabb, mivel a szűk keresztmetszet kezelés költségét reprezentáló ár a tényleges áramlások alapján alakul ki.

Explicit aukciós eljárás fizikai átviteli jogra

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 jogokat¹²³ allokáló kapacitás-piacot szerveznek. Ha a kapacitás-piac kereskedelmi szabályai megfelelően lettek kialakítva és kielégítő intenzitású verseny alakul ki rajta, akkor **az explicit aukciós eljárás is képes hatékony gazdasági jelzések küldésére**, tekintettel arra, hogy csak azon piaci szereplőknek allokál átviteli jogot, **akik a legtöbbre 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 opportunity cost-ját, hogy nem a telephelye szerinti ország alacsonyabb árszintű nagykereskedelmi piacán értékesíti azt. Feltéve, hogy a belső hálózatokon nem alakulnak ki szűk keresztmetszetek, az opportunity cost az explicit aukciós eljárás során kialakuló piactisztító ár lesz, ami egyrészt növeli a kereskedelmi tranzakció árát, másrészt középtávon ösztönzőleg hathat a termelési és fogyasztási helyek megválasztására is. Az explicit aukciós eljárásnál szintén jelentkezik szűk keresztmetszet kezelési bevétel a TSO-nál, amelynek összege

¹²² Lásd az 5.2.2. alfejezetet.

¹²³ Lásd az 5.2.1. alfejezetet.

egyenlő az adott időhorizontra felosztható ATC és a piactisztító ár szorzatával. **Ez az a bevétel, amely fedezetet nyújt a (2) költségelemben lévő szűk keresztmetszet kezelésére. Továbbá ez az a bevételi forrás, amely ha nem is biztosít teljes fedezetet az átviteli hálózat fejlesztésére, de megképződése jelzés értékű arra, hogy hol kell új beruházásokat megvalósítani.**

Koordinált aukció használata esetén a gazdasági jelzés hatékonyabb, mivel a szűk keresztmetszet kezelés költségét reprezentáló ár a tényleges áramlások alapján alakul ki.

Nem piaci mechanizmust használó prioritás alapú árazások fizikai átviteli jogra¹²⁴

A first come-first serve, illetve a pro rata eljárások ugyan megjelenítik az árakban a villamosenergia-rendszer fizikai képességei szabta korlátokat, azonban nem teszik lehetővé, hogy ténylegesen csak olyan tranzakciók bonyolódjanak le, amelyek egyszerre hatékonyak a piaci- és a villamosenergia-rendszer nyújtotta lehetőségek kihasználásában, ezért **nem képesek hatékony gazdasági jelzések küldésére**. Ezen eljárásoknál is jelentkezik szűk keresztmetszet kezelési bevétel a TSO-nál, amelynek teljes összege egyenlő az adott időhorizontra felosztható ATC és a nem piaci mechanizmussal meghatározott ár szorzatával.

Nem fizikai átviteli jogon alapuló szűk keresztmetszet kezelés¹²⁵

A nem fizikai átviteli jogon alapuló szűk keresztmetszet kezelés technikái (újra-teherelosztás, határon keresztül koordinált újra-teherelosztás és az ellenkereskedelem) **nem képesek hatékony gazdasági jelzések küldésére**, mivel a kialakult gyakorlat szerint a TSO-k az addicionális költségeket általában szocializálják a piac összes szereplője között és nem azokra a tranzakciókra terhelik, amik szűk keresztmetszetet okoznak az átviteli kapacitáson újra-teherelosztás, határon keresztül koordinált újra-teherelosztás, vagy ellenkereskedelem nélkül. [NORDEL, 2000.]

A fentiekben – a hálózatok üzemeltetéséhez kapcsolódóan – a rövid távú lokális gazdasági jelzések közül a szűk keresztmetszetek kezelésének – okozathelyesen – tranzakciókra való terhelését tárgyaltuk. Az alábbiakban röviden vizsgáljuk meg a **hálózati veszteség kezelésének** kérdéskörét. A hálózati veszteség okozta költségek megtérítése csak akkor hordoz hatékony gazdasági jelzést, ha az adott TSO

¹²⁴ Lásd az 5.2.1. alfejezetet.

¹²⁵ Lásd az 5.2.2. alfejezetet.

valamiképpen – okozathelyesen – piaci mechanizmust használva beépíti az adott tranzakció árába, vagyis nem szocializálja azt az összes piaci szereplő között. Minden olyan piacszervezési megoldás, ami a hálózati veszteség költségét nem a fizikai áramlások alapján allokálja a piaci szereplők között, hanem valamilyen egyszerű arányosítást használ,¹²⁶ nem tekinthető hatékonynak. Hatékony gazdasági jelzés küldésére képes a nodális és zonális piac, ha a lokális árak megállapítására használt piactisztító áralgoritmus figyelembe veszi a hálózati veszteség költségelemét is.

5.4.2. Hosszú távú lokális gazdasági jelzések

A fent bemutatott rövid távú lokális gazdasági jelzések a hálózatok üzemeltetéséhez, vagyis a (2) költségpushoz kapcsolódnak. Az (1) és a (3) költség típusok fedezésére a TSO-k hálózathasználati díjat szednek, még akkor is, ha a (2) költség típus fedezését lokális energiaárazással oldják meg.¹²⁷ A továbbiakban vizsgáljuk meg az (1) és a (3) költség típusokhoz kapcsolódó díjakat a hosszú távú lokális gazdasági jelzések generálhatóságának 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 hirdetik ki őket.¹²⁸ Ha az alkalmazott árszabályozás képes arra, hogy ezeket a díjakat földrajzilag aszerint differenciálja, hogy a költségek nagyobbik hányadát azon piaci szereplők fizessék meg, akik a hálózatot intenzívebben használják, akkor a díjak alkalmasak hosszú távú lokális gazdasági jelzés küldésére. Az európai gyakorlat szerint – néhány kivételtől eltekintve¹²⁹ – a postabélyeg alapú nemzeti átviteli díjak általában nem tartalmaznak lokális gazdasági jelzésre bevezetett elemet.

¹²⁶ Egyes piacok 50–50%-ban allokálják a hálózati veszteség költségét a termelők és a fogyasztók között, azon belül pedig a betáplált és vételezett energianagyság arányában differenciálnak.

¹²⁷ A rövid távú lokális gazdasági jelzések – bármely hasznosak is – nem képesek 20-30%-nál magasabb arányban fedezetet nyújtani az átviteli hálózat költségeire. [PÉREZ-ARRIAGA, et al, 1995.]

¹²⁸ A díjak éves díjak, díjfizetési kötelezettség rendszeres időközönként – pl. havonta – jelentkeznek.

¹²⁹ Angliában és Walesben az átviteli díjnak két eleme van. Egy földrajzilag változó és egy földrajzilag állandó elem. A földrajzilag változó elemet egy LRMC és line-by-line alapú árazási rendszer kombinációjával (elnevezése: Investment Cost Related Pricing – ICRP) határozzák meg, amely az LRMC-hez képest nem a teljes villamosenergia-rendszerre, hanem zónákra állapítja meg az átvitel hosszú távú határköltségét. Angliában és Walesben összesen 12 fogyasztói és 15 termelő zóna került kialakításra. [NATIONAL GRID, 2002.a, 2002.b] Svédországban a „G” és „L” tarifák energiafüggő komponensét a földrajzi elhelyezkedés függvényében állapítják meg. A „G” („L”) tarifa energiafüggő komponensének nagysága magasabb (alacsonyabb) északon, ahol a termelőkapacitások nagyobb hányada található, mint délen, ahol a fogyasztói súlypontok aránya a nagyobb. Területi differenciálást találunk még Norvégiában, Írországon és Olaszországban is.

A hosszú távú lokális gazdasági jelzések kérdése nemcsak adott ország szintjén, hanem az együttműködő villamosenergia-rendszer szintjén 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 elemek szűkös jellege miatt az egyes országok által használt átviteli díjakat úgy célszerű megállapítani, hogy ne legyen érdemes, ne legyen gazdaságos nagy mennyiségű villamos energia nagy távolságokra történő szállítása.** A fenti célt leghatékonyabban olyan költségallokációs algoritmus használatával lehet elérni, amely képes az egyes piaci szereplőkhöz közvetlenül hozzárendelni az általuk okozott áramlások által használt európai villamosenergia-rendszer átviteli hálózati elemeinek költségeit. Egy ilyen rendszerben nem az adott nemzeti hálózat költségei kerülnek standard díjtételek formájában allokálásra az egyes piaci szereplőkre, hanem a piaci szereplők által okozott – mérés alapján kimutatott – áramlások során ténylegesen igénybe vett európai átviteli hálózatok költségei. Az 5.3.2. alfejezetben több algoritmus is bemutatásra került, melyek közül az AP-módszer alkalmazható lenne egy nodális átviteli árazás létrehozására. A piaci szereplőket a módszer arra ösztönözné, hogy úgy válasszák meg termelési vagy fogyasztási helyeiket, hogy a hálózaton minél kevesebb hálózati elemen lehetőleg minél kisebb áramlást okozzanak.

Hosszú távú lokális gazdasági jelzést közvetett költségallokációval is lehetséges generálni. Ilyenkor adott TSO szinten kell meghatározni a gazdasági jelzés nagyságát aszerint, hogy az adott ország mekkora mértékben használja más országok átviteli hálózatát, vagyis mekkora az általa megtérítendő költségtömeg.¹³⁰ A tényleges generálásához pedig a TSO szinten jelentkező nettó – pozitív, vagy negatív előjelű – költségnagyságot meg kell jeleníteni a hálózathasználati tarifákban. Az ilyen módon generált gazdasági jelzés hatékonyságát növeli, ha a költségek differenciáltan terhelődnek rá az egyes piaci szereplőkre. [EC, 2003.d] Vegyük észre ugyanakkor, hogy ez a típusú eljárás nem képes olyan hatékony gazdasági jelzés küldésére, mint egy nodális rendszer, mivel az utólagos költségallokáció bizonyos mértékű költségoszocializációt feltételez. A költségoszocializáció egyenes következménye, hogy

¹³⁰ Lásd az 5.3.1. alfejezetben tárgyalt CBT-mechanizmust, illetve az 5.3.2. alfejezetben leírtakat.

olyan erőművek, illetve fogyasztók is „büntetve” vannak, akik nem tehetők felelőssé a határkeresztező áramlásért.

A fenti problémát kezelni nem lehet, az immanens része az eljárásnak. Az eljárás hatékonysága tovább romlik,

- ha a kiinduló „G” és „L” tarifák nagysága országoként jelentős szórást mutat, mivel az egyrészt önmagában is versenytorzító lehet, másrészt az eltérő bázisértékek miatt „túlbünteti”, vagy „kevésbé bünteti” az áramlások okozóit ahhoz képest, mintha egységes díjtételeket módosítanánk a TSO szinten fizetendő költségtömeggel; valamint
- ha a nemzeti átviteli díjak alapjául szolgáló költségek¹³¹ eltérő metodika alapján kerülnek meghatározásra az egyes országokban, mivel akkor a TSO-k közötti költségkompenzációban megállapításra kerülő költségtömegek is torzulnak.

A fenti problémákat úgy lehet kezelni, ha egyrészt törekszünk arra, hogy **országoként hasonló mértékben terheljük a kiinduló nemzeti „G” és „L” díjak a piaci szereplőket**, másrészt ha az együttműködő villamosenergia-rendszerben **egységesítjük a hálózati elemek értékét meghatározó költség- és eszközértékelés módszertanát**.

Az országoként eltérő „L” és „G” díjak önmagukban versenytorzító hatással is bírhatnak a határkeresztező kereskedelem tekintetében. Térjünk vissza a 12. ábrához.

A feltüntetett államok közül Belgiumban, Kelet-Dániában, Franciaországban, Németországban, Portugáliában és Spanyolországban kizárólag a fogyasztóknak kell átviteli díjat fizetniük. Ausztriában, Finnországban és Olaszországban a fogyasztók által fizetendő díj a teljes díjnak körülbelül a 90%-át teszi ki. A termelők által fizetendő díj csak két országban – Norvégiában és Svédországban – haladja meg a teljes átviteli díj 35%-át, de sehol sem éri el az 50%-ot.

Vizsgáljuk meg, hogy a termelők és a fogyasztók által fizetendő átviteli díjak részarányának országok közötti eltérése milyen versenytorzító hatással jár. Az ábrán feltüntetett nyilak jelöljenek egy-egy kereskedelmi tranzakciót. A sötétebb nyíl jelöljön egy Németországból Hollandiába irányuló áramlást. A tranzakció során Németországban a termelőnek nem kell átviteli díjat fizetnie, a holland fogyasztónál pedig csak a holland átviteli költség 76%-a jelentkezik, a többit a holland termelőnek kellene megtérítenie, ha egy országon belüli kereskedelmi tranzakcióról lenne szó. Vagyis a holland piacon – az átviteli díjak tekintetében – a német termelő versenyelőnyt élvez. A világosabb nyíl jelöljön egy Norvégiából Németországba irányuló áramlást. A norvég termelőnek saját országában a norvég átviteli díj 45%-át kell megfizetnie. A tranzakció költségére ráakódik még a német fogyasztó által megfizetendő

¹³¹ Ez különösen problémás lehet az (1) és (3) költség típus esetében, mivel e kettő teszi ki az átviteli költségek legnagyobb részét.

német átviteli díj 100%-a. A továbbiakban éljünk azzal az egyszerűsítő feltételezéssel, hogy Németországban és Norvégiában a teljes átviteli költség pénzben kifejezett nagysága egyenlő egymással. Ekkor a nyilakkal jelzett két tranzakciót összehasonlítva megállapítható, hogy a Norvégiából Németországba (világosabb nyíl) irányuló kereskedelmi tranzakciót körülbelül kétszer annyi átviteli díj terheli, mint a Németországból Hollandiába (sötét nyíl) irányulót.

5.4.3. A gazdasági jelzéseket szabályozó rendeleti előírások

Az alábbiakban vizsgáljuk meg, hogy a 1228/2003/EK rendelet milyen előírásokat tartalmaz a rövid- és hosszú távú lokális gazdasági jelzésekre.

A szűk keresztmetszet kezelés technikái közül azok alkalmazását írja elő a 6. cikk (1) bekezdésében, „...*amelyek hatékony [rövid távú]*¹³² gazdasági jelzéseket szolgáltatnak a piaci szereplőknek és az érintett átviteli rendszerirányítóknak...”. Vagyis az 5.4.1. alfejezetben bemutatott technikák közül csak a nodális, vagy zonális piac, illetve a fizikai átviteli jogra vonatkozó explicit aukciós eljárás megengedett. A nem fizikai átviteli jogon alapuló szűk keresztmetszet kezelés technikái csak akkor megengedettek, ha olyan eljárás alapján kerülnek alkalmazásra, amely biztosítja, hogy a költségek ne kerüljenek szocializálásra 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 a 4. cikk (2) bekezdésében európai szintű területi jelzésekről beszél, de lehetővé teszi a tagállamok részére, hogy „...*területükön belül saját jelzéseket adjanak...*”¹³³ Vagyis elismeri, hogy nemcsak a határkeresztező kereskedelem tekintetében bírhat fontossággal a kérdéskör. A határkeresztező kereskedelem tekintetében a 4. cikk (4) bekezdése pontosan meghatározza, hogy „*megfelelő és hatékony területi jelzések meglétét feltételezve...a termelők és fogyasztók hálózati hozzáférési díjait a villamosenergia-áramlás származási, illetve célországaitól függetlenül kell alkalmazni...*”¹³⁴. Tehát gazdasági jelzést az országok nem generálhatnak azáltal, hogy átviteli díjat vetnek ki a kereskedelmi tranzakcióra. Kérdésként merülhet fel, hogy mi történik akkor, ha nincs érvényben megfelelő és hatékony területi jelzést biztosító mechanizmus. Egyes

¹³² Beszúrás a szerzőtől.

¹³³ Tehát a 129. lábjegyzetben említett államok továbbra is alkalmazhatják a saját országukban eddig kialakított módszereiket.

¹³⁴ Fontosnak tartom megjegyezni, hogy az idézett bekezdés utolsó tagmondata hibásan jelent meg a magyar fordításban, amit éppen ezért nem is idéztem.

szakemberek szerint ekkor az adott tagország, vagy az ETSO életbe léptethet olyan eljárást, amely valamilyen átviteli díjat vet ki a határkeresztező kereskedelmi tranzakcióra. [JONES, 2004.] Ha az átviteli díj – céljától függetlenül – egyfajta „bűjtatott” tranzitdíjként jelenne meg, akkor nem helyes Jones gondolatmenete. Ez a megoldás – bármilyen nemes is a cél – nagy mellékhatással bír, amit az 5.3. alfejezet már bemutatott.

Ezen a ponton álljunk meg egy pillanatra és vizsgáljuk meg, hogy a belső villamosenergia-piacon a határkeresztező kereskedelmet illetően jelenleg milyen rövid- és hosszú távú lokális gazdasági jelzéseket találunk.

Hatékony rövid távú gazdasági jelzés működik a Nord Pool-ban, illetve azon kontinentális európai piacokon, ahol a fizikai átviteli jogok piacán az átviteli jogok versenyalapú megoldással kerülnek allokálásra.¹³⁵

Hosszú távú európai szintű gazdasági jelzéssel egyelőre nem találkozhatunk, mivel Európában egyrészt nincsen egységes nodális átviteli árazás,¹³⁶ másrészt az ETSO által működtetett CBT-rendszer – a szubszidiaritás elve alapján – a tagállamokra bízta, hogy a megtérítendő költségeket milyen módon jelenítik meg – ha egyáltalán meg akarják jeleníteni – az átviteli díjakban, jöllehet a 1228/2003/EK rendelet 4. cikk (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.”¹³⁷ Így a jelenleg

¹³⁵ Európában jelenleg több olyan rendszerösszekötő kapacitás is létezik, amelyeken alkalmazott technikák nem nyújtanak rövid távú gazdasági jelzést (lásd a 2. táblázatot). Ez a helyzet feltehetően változni fog a rendelet hatálybalépésével, különben az országok bizottsági eljárásra számíthatnak.

¹³⁶ A rendelet elméletileg lehetővé tenné nodális átviteli árazás alkalmazását, mivel az AP-módszer felhasználható – ha a rendelet továbbra is ragaszkodik hozzá – TSO-k közötti kompenzációs mechanizmusra (lásd az 5.3.2. alfejezetet). Az országon belüli szocializáció differenciálásához pedig megfelelő segítséget nyújtanának az AP-módszerrel gyűjtött adatok. Ez egybevágna a preambulum (12) bekezdésével is, amely kimondja, hogy milyen általános elv alapján kell generálni a hosszú távú gazdasági jelzéseket: „...a hálózati hozzáférési díjak szintjeinek tükrözniük kell az érintett régió termelésének és fogyasztásának egyensúlyát, a termelők és/vagy fogyasztók hálózati hozzáférési díjai közötti különbségtétel alapján.”

¹³⁷ Bizonyos fajta hosszú távú gazdasági jelzést ma is találunk Európában, mivel a tartósan szűk keresztmetszetet képező rendszerösszekötő kapacitások versenyen alapuló allokálása befolyásolhatja az új termelő kapacitások telepítési helyét. Érdemesebb erőművet telepíteni a határkeresztező kapacitás azon oldalára, ahol termelői kapacitáshiány van, így meg lehet takarítani a fizikai átviteli jog megszerzésének költségét. **Ez a jelzésfajta azonban inkább középtávon hatékony** (ahogy azt a vonatkozó részeknél jeleztem), **mivel rövid távú gazdasági jelzés küldésére alkalmas eszközzel generálódik, amely a rendszerállapot időbeni gyors változásának költségeit reprezentálja és kevésbé a hosszabb távon állandó – rendszerállapottól független – fogyasztási és termelőkapacitás-egyensúlyt.**

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 az 5.4.2. alfejezetben bemutatott *közvetett költségallokációs eljárás hatékonyságát rontó két tényező* eliminálására európai szinten találnánk megoldást. Ezzel kapcsolatban a rendelet csak az alapelveket rögzíti:

- Egyrészt, a „G” és „L” díjak nagyságával kapcsolatban a 4. cikk (2) bekezdése – miközben implicit módon megfogalmazza a ramsey-szabály elvét is – előírja, hogy *„a teljes hálózati hozzáférési díj termelőket terhelő hányada, attól függően, hogy szükség van-e megfelelő és hatékony területi jelzések szolgáltatására, alacsonyabb, mint a fogyasztókat terhelő hányad.”* Ez az előírás önmagában nem tartalmaz sok nívumot, hiszen a közgazdasági logika a tagállamokat eddig is a ramsey-szabály alkalmazására ösztönözte (lásd a 12. ábrát). Igazi előrelépést az jelentene, ha egységes százalékos megoszlás, vagy legalább egy intervallum lenne megadva, amelyen belül az „L” és „G” díjak nagyságai szóródnának.
- Másrészt, a 8. cikk (3) bekezdése elrendeli, hogy egy a hosszú távú gazdasági jelzések generálását szabályozó jövőbeni iránymutatásnak olyan előírásokat kell tartalmaznia, amelyek *„...a termelők és fogyasztók (terhelés) tekintetében az országos díjszabásokban alkalmazott díjak megállapításához alkalmazott alapelvek fokozatos összehangolásához vezetnek, beleértve az átviteli rendszerirányítók közötti ellentételezési mechanizmus tükröződését a nemzeti hálózati díjakban, és a megfelelő és hatékony területi jelzéseket, összhangban a 4. cikkben megállapított elvekkel. Az iránymutatások rendelkeznek európai szintű, megfelelő és hatékony, összehangolt területi jelzésekről.”*

Az alábbiakban vizsgáljuk meg, hogy a Firenzei Fórum elmúlt üléseinek előterjesztéseiből, illetve elfogadott záródokumentumaiból kirajzolódik-e valamilyen – a rendeleti alapelveket is betartó – megoldás a fent említett két tényezőtől eredő probléma eliminálására.

A Firenzei Fórum 9. és 10. ülésének záródokumentumai részleges előrelépést jelentettek a megoldás irányába. [EERF, 2002., 2003.] Az ülések záródokumentumainak egyik eredménye, hogy elismerik a 137. lábjegyzetben leírt közép távú lokális gazdasági jelzésfajta európai jelenlétét. Másik eredményük, hogy egyértelműen kimondják, hogy

szükség van európai szintű hosszú távú lokális gazdasági jelzésre, amit az átviteli tarifákba kell beépíteni úgy, 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 a gazdasági jelzés generálásának módszertanában.

A **CEER** véleménye szerint [CEER, 2002.a, 2002.b] 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 AP-módszerrel gyűjtött adatok alapján az adott TSO differenciálja saját szabályozási zónájában a „G” és „L” díjakat a költségkompenzációs mechanizmusban őt terhelő – pozitív, vagy negatív előjelű – költségek erejéig. A kiinduló „G” és „L” tarifák közötti arány bázisértékeként 1:4 megoszlást tart ideálisnak. Abban az esetben, ha nem áll rendelkezésre AP-módszerrel gyűjtött adatbázis, akkor az exportáló (importáló) országok „G” díjait növelni (csökkenteni), „L” díjait csökkenteni (növelni) kell – országosan egységes mértékben – az eredeti bázisértékhez képest.

Az **ETSO** arra az álláspontra helyezkedett, hogy a hosszú távú gazdasági jelzéseknek továbbra is a közvetett költségallokációs modellen kell alapulniuk.¹³⁸ A gazdasági jelzések generálására két alternatívát javasol:

- Abban az esetben, ha a jövőben az Európai Bizottság regionálisan integrált villamosenergia-piacok összekapcsolását felvázoló elképzelése valósul meg [EC, 2003.b], akkor az egyes régiókban megállapított „G” és „L” bázis tarifák megfizetésén kívül, ha kereskedelmi tranzakció történik az egyik régióból egy másikba, akkor addicionális költséget javasol rá kivetni. Ez a költség az érintett regionális piacon megjelenhet betáplálási („G”), illetve vételezési („L”) plusz díjeként, vagy valamilyen tranzakció-független átviteli díjként.

¹³⁸ Az ETSO ugyanakkor elismeri, hogy a jelenlegi tranzitkulcsos megoldás módosításra szorul. [ETSO, 2003.b] (Az ETSO nem támogatja a CEER által javasolt AP-módszert, mivel az – véleménye szerint – túl komplex algoritmust használ és jelentős információáramlást feltételez a nemzeti TSO-k között.)

- Arra az esetre, ha az európai villamosenergia-piac valóban egy egységes belső piaccá alakulna – és nem maradna regionálisan integrált piacok hálózata –, az ETSO egységes átviteli árszabályozást javasol alkalmazni minden országban, kezdve a – könnyebben kivitelezhető – egységes költség és eszközértékeléssel egészen a „G” és „L” tarifák megállapításáig. Ez utóbbi jelenleg nehezen képzelhető el, mivel az ETSO végeredményben azt javasolja, hogy az EU-tagállamok által közösen elfogadott tarifa-rendszer és szabályozóhatósági fellépés legyen. A TSO-k számára megállapítandó költségek meghatározásának metodikájaként az 5.1. alfejezetben bemutatott LRMC-t ajánlja, tekintettel arra, hogy a hosszú távú lokális gazdasági jelzéseknek elsősorban az új beruházások telephelyválasztását kell irányítaniuk. Az LRMC működési filozófiáját ismerve ez azt is jelenti, hogy központosított módon kellene meghatározni a szükséges termelői- és átviteli beruházások helyszíneit, vagyis ezáltal csökkenne a nemzeti TSO-k és szabályozó hatóságok döntési kompetenciája.¹³⁹

Mint az a [EC, 2003.b] dokumentumból kiderül, az Európai Bizottság kevésbé ambiciózus célt tűzött ki maga elé, amikor megfogalmazta a regionálisan integrált piacok összekapcsolásának filozófiáját. A Bizottság – figyelembe véve, hogy a „G” és „L” díjak abszolút (pénzben kifejezett) értékei meglehetősen nagy szórást mutatnak az EU területén¹⁴⁰, valamint hogy a hosszú távú gazdasági jelzések inkább az erőmű telepítéseket befolyásolják¹⁴¹ – a „G” díjat tekinti potencióális eszköznek a hosszú távú gazdasági jelzések megteremtésére.¹⁴² Első lépésben az európai „G” díjak harmonizációját tekinti feladatnak, hogy ezáltal csökkenteni lehessen az erőművek közötti piaci verseny torzulását.¹⁴³ [EC, 2003.e] A Bizottság három alternatívát javasolt a „G” díj harmonizálásra (a díj átlagos érték lenne, azaz a fix-, a kapacitásfüggő- és az energiafüggő részelemek együttes értékeire vonatkozna).¹⁴⁴

- minden tagállamban egységesen nulla legyen az értéke;
- minden tagállamban egységesen egy pozitív érték (pl.: 0,5 EUR) legyen; vagy

¹³⁹ A gondolat önmagában nem elvetendő, azonban ismerve a nemzeti érdekek érvényesítése mellett kiálló tagállamok többségét, rövid- és középtávon eléggé utópisztikusnak tűnik.

¹⁴⁰ Az átlagos európai átviteli tarifa 5,5–6 EUR/MWh között mozog. A legmagasabb érték 3,5 szerese a legalacsonyabbnak!

¹⁴¹ A fogyasztás alacsonyabb ár rugalmassággal bír az átviteli díjakat illetően.

¹⁴² Az „L” díjak harmonizációját – egyelőre – pótlólagos lehetőségnek tekinti.

¹⁴³ Lásd az 5.4.2. alfejezetet.

¹⁴⁴ A három díjelem szabad kombinációja biztosítaná annak lehetőségét, hogy a tagállamok saját nemzeti piacaikon – a helyi igényeknek megfelelően – hosszú távú lokális gazdasági jelzéseket generálhassanak.

- minden tagállam egy zárt intervallumban maga határozhatja meg az értéket (pl.: 0–0,5 EUR).

Második lépésben az európai szintű hosszú távú lokális gazdasági jelzéseket egy addicionális „G” díjelem segítségével valósítanák meg. A „G” díjelem értéke pozitív lenne minden olyan országban/regionális piacon, ahol termelői többlet jelentkezik és negatív, ahol termelői hiány van.¹⁴⁵ A kiegyensúlyozott piacokon az addicionális „G” értéke nulla lenne.

A Firenzei Fórum 10. ülésén a jelenlevők többsége a „G” díjak harmonizálásának harmadik változatát támogatta, azaz hogy minden tagállam egy zárt intervallumban szabadon határozhassa meg az értéket.¹⁴⁶ Az intervallum nagysága azonban nem lett eldöntve! A addicionális „G” díj, azaz a tényleges hosszú távú lokális gazdasági jelzés bevezetésének időpontját nem 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 jelzésről. **Azaz továbbra sincsen érvényben megfelelő eszközzel generált hosszú távú lokális gazdasági jelzésrendszer az európai belső villamosenergia-piacon!**

A fentiekkel összefüggésben Jones két véleményének ad hangot. [Jones, 2004.] Egyrészt a közeljövőben várható, hogy az Európai Bizottság (kötelező érvényű) iránymutatást fog kiadni a „G” díjak harmonizációját illetően, másrészt ilyen iránymutatás egyelőre nem várható az addicionális „G” (tehát a hosszú távú gazdasági jelzés generálására képes) díj tekintetében.¹⁴⁷

¹⁴⁵ A „G” konkrét értékére nem tett javaslatot a Bizottság.

¹⁴⁶ Németország és Spanyolország az első változat bevezetése mellett érvelt, tekintettel arra, hogy jelenleg a „G” díj mértéke mindkét országban nulla (lásd a 12. ábrát).

¹⁴⁷ Jones véleményének első igazi tesztjét a Firenzei Fórum soron következő 11. ülése – valamikor 2004 szeptemberében vagy októberében – fogja jelenteni, amely ülésről az értekezés kéziratának lezárási időpontjában előkészítő dokumentáció még nem férhető hozzá.

6. ÖSSZEGZÉS

Jelen fejezet célja, hogy az akadálycsoportonkénti következtetések levonásával és az ajánlások megfogalmazásával párhuzamosan röviden összefoglalja az értekezés főbb megállapításait, illetve kitekintést adjon az európai villamosenergia-piac továbbfejlődési lehetőségeit illetően.¹⁴⁸

6.1. Következtetések és ajánlások az értekezés főbb megállapításai alapján

Az értekezés **3. fejezete** röviden bemutatta egy szokványos villamosenergia-rendszer felépítését, valamint működési elvének hatását a villamos energia – mint jószág – árucseré folyamataira. A fejezet a villamosenergia-piacot, mint részpiacok összességét definiálta, melynek során bevezetésre kerültek azok az alapvető fogalmak és gondolkodási rendszerek, amelyek segítségével – a határkeresztező kereskedelemre koncentrálva – elemezhetővé váltak a villamosenergia-szektor piacainak működési elvei. A piaci szerkezet címet viselő 3.3. alfejezet röviden bemutatta az átviteli és nagykereskedelmi piacszervezési formákat, külön kitérve a két piac közötti kapcsolat és a centralizáció kérdésére. A fejezet beazonosította a két legfontosabb határkeresztező kereskedelmet gátló, illetve versenyt torzító akadálycsoportot.

A **4. fejezet** a fizikai infrastruktúra szabta korlátok (1. sz. akadálycsoport)¹⁴⁹ villamos energia határkeresztező árucseré folyamataira gyakorolt hatását vizsgálta az (1) hipotézis alapján: *az európai együttműködő villamosenergia-rendszeren csak akkor alakulhat ki valóban egységes belső versenypiac, ha a nemzeti villamosenergia-rendszereket összekapcsoló rendszerösszekötő kapacitások nagyobb mennyiségben (teljesítményben) állnak rendelkezésre.* A hipotézis bizonyítása során a 4.2. alfejezet az

¹⁴⁸ A fejezetben a szerző kísérletet tesz arra, hogy a főbb összefüggések bemutatásával együtt vonja le következtetéseit. Az összegzés műfaji szempontból ugyanakkor nem teszi lehetővé, hogy részletes magyarázatot adjon minden egyes kérdésre, így nem pótolhatja, nem helyettesítheti az értekezés egyes fejezeteinek ismeretanyagát.

¹⁴⁹ Az egyes nemzeti rendszerek között lévő rendszerösszekötő vezetékek alacsony kapacitása akadályt jelent napjaink versenypiaci körülményei között a határkeresztező kereskedelem – s egyben egy valóban egységes belső villamosenergia-piac – kialakulása előtt, mivel fizikai korlátot képez egy adott szabályozási zónában jelentkező kereslet más szabályozási zónából történő kielégítése esetén. A villamos energiával, mint jószággal szembeni kereslet nagysága meghaladja az infrastruktúra lehetőségeit, ami szűk keresztmetszetet („torlódást, congestion”) okoz a határkeresztező kapacitásokon.

európai villamosenergia-piac integráltságának tesztjét adta a szakirodalomban fellelhető korreláció- és regresszió-számításokon nyugvó statisztikai árelemzésekkel, amelyek Schweppe [SCHWEPPE, et al, 1988.] nagykereskedelmi piacok árnivellálódására vonatkozó elméletét használták. A korrelációs számítás eredményei alapján elmondható, hogy az egyes nemzeti piacokon kialakuló árak közötti kapcsolat gyengén sztochasztikus, ami az arbitrázs hatékonyságának alacsony szintjét és az integráltság alacsony fokát jelzi. Csak a két szupranacionális piacnak tekinthető regionális piacon (Nord Pool; Franciaország–Németország) tekinthető hatékonynak az arbitrázs és csak ezek a piacok tekinthetők integráltnak. A regresszió-számítások hasonló eredményre vezettek, vagyis – a Nord Pool és a francia-német tandem kivül – az egyik nemzeti piacon bekövetkező árváltozást a másik piacon bekövetkezett árváltozás csak kis százalékban vagy egyáltalán nem képes magyarázni.

A fentiekből azt a **(1) következtetést** vonhatjuk le, hogy a vizsgált adatok forrásaiul szolgáló piacok nem tekinthetők egy integrált európai villamosenergia-piac részének, mivel az árak kielégítő szintű együttmozgása nem bizonyítható. Hatékony arbitrázs csak olyan piacon alakulhat ki ugyanis, ahol a határkeresztező szállítás infrastrukturális feltételei megfelelő mennyiségben és minőségben is adóttak.

(1.a) javaslatként megfogalmazható a nemzeti piacokat összekapcsoló rendszerösszekötő kapacitások fejlesztése, bővítése, mellyel kapcsolatban el kell mondani, hogy a TEN prioritásaként megjelölt villamosenergia-szállítóhálózatok fejlesztésére előirányzott keretösszeg csak katalizátor szerepet tölthet be, de tényleges megoldással nem szolgálhat. A TSO-knak koordinált módon fel kell mérniük a piaci átviteli igényeket és nemzetállami – árszabályozási – kötelezettségvállalás mellett el kell végezni a szükséges fejlesztéseket.

Magyarország villamosenergia-importfüggősége folyamatosan növekszik, ami egyrészt annak tudható be, hogy a hazai termelőkapacitásokban előállított villamos energia nagykereskedelmi átlagára magasabb, mint a szomszédos országok nagykereskedelmi árai, másrészt a feljogosított fogyasztók csak importforrásból tudnak versenyképes árú villamos energiához jutni, mivel az MVM (részben) a közüzem számára hosszú távú szerződésekkel lekötötte az alacsony határköltségű hazai erőművi kapacitásokat. Mindezek fényében **(1.b) javasolható** a magyar döntéshozók számára, hogy – többek

között – a versenypiac likviditásának biztosítása érdekében szülessenek olyan rövid- és közép távú átviteli hálózati fejlesztésre vonatkozó beruházási tervek, amelyek végrehajtásával növelhető az ország szomszédos rendszerekkel való összeköttetésének kapacitása. (Információim szerint jelenleg – a MAVIR Rt. irányításával – folyik a hazai hálózatfejlesztési kétéves terv kidolgozása. Fontos, hogy a tervek ne csak papíron létezzenek, hanem az árszabályozással lehetővé kell tenni, hogy a beruházások meg is valósuljanak.)

Valószínűleg pozitívan fog hatni az EU-tagállamok átviteli hálózatának fejlesztésére az Európai Bizottság egyik legújabb irányelv-tervezete [EP, EC, 2004.], amely rendelkezik az átviteli és elosztói hálózatok fejlesztéséről (6. cikk), valamint a rendszerösszekötő kapacitások TSO-k között koordinált módon megvalósuló növeléséről (7. cikk).

Az értekezés **5. fejezete** az európai szabályozási környezet hiányosságaival (2. sz. akadálycsoport)¹⁵⁰ foglalkozott.

Az **5.1. alfejezet** az európai nemzeti átviteli és nagykereskedelmi piacok kapcsolatát vizsgálta a (2) hipotézis alapján: *hatékony átviteli árazás csak akkor valósítható meg, ha az átviteli és nagykereskedelmi piac közötti kielégítő kapcsolat lehetővé teszi a lokális energia-árazást.* A hipotézis bizonyításával¹⁵¹ párhuzamosan az alfejezet bemutatta, hogy a nemzeti villamosenergia-rendszerek kontinentális európai fejlődése következtében a nemzeti nagykereskedelmi és átviteli piacok között általában nincsen kapcsolat, így a rendszerösszekötő kapacitásokon tartósan jelentkező szűk keresztmetszetek kezelését nem lehet – a szakirodalom által ajánlott [SCHWEPPE, et al, 1988.] [CHAO, PECK, 1996.] [JOHNSEN, et al, 1999.] – locational pricing-al megoldani, amely fedezetet nyújthatna a TSO-knál jelentkező (2) költségtípusra.¹⁵²

¹⁵⁰ A határkeresztező kereskedelem fejlődése – s egyben egy valóban egységes belső villamosenergia-piac kialakulása – számára akadályt jelent, hogy az egyes tagállamokban eltérő piaci modellek alakultak ki a villamosenergia-részipiacok és a közöttük lévő kapcsolatok szabályozása tekintetében. A 1228/2003/EK rendelet nem szolgáltat elégséges alapot egy hatékony modell kialakulásához.

¹⁵¹ Az alfejezet a locational pricing működési mechanizmusával bizonyította, hogy a bilaterális piaccal szemben a lokális árazást végző centralizált piac előnye, hogy olyan optimális teherelosztást biztosít, amellyel minimalizálhatók a termelési költségek. Egy bilaterális alapon működő nagykereskedelmi piacon a piaci szereplők célfüggvénye ugyanis nem a rendszer hatékonyságának – és egyben a fogyasztói többlet – növelése, hanem saját profitjuk maximalizálása. A 6. modellpélda ugyan rávilágított arra, hogy egy tökéletes versenypiacként működő bilaterális piacon az arbitrázslehetőségek elfogyásával olyan egyensúly alakulhat ki, mint egy centralizált szervezett piacon, ám míg arra az előbbi több lépésben magasabb tranzakciós költségek mellett képes csak, addig az utóbbi egy lépésben és alacsonyabb tranzakciós költséggel.

¹⁵² Az értekezés a (2) költségtípust – lásd az 5.1. alfejezetet – a hálózat folyamatos üzemeltetésének költségeként definiálja, amely a fizikai infrastruktúra működési és karbantartási költségeként, valamint a rendszerirányítási, a szűk keresztmetszet- és a hálózati veszteség kezelés költségeként jelentkezik.

Bemutatásra került, hogy sem a 2003/54/EK irányelv, sem a 1228/2003/EK rendelet nem szabályozza a nemzeti nagykereskedelmi és átviteli piacok közötti kapcsolat kérdéskörét, mivel olyan modellváltást kényszerítene ki a legtöbb EU-tagállam nemzeti piacán, amelyet az Európai Bizottság – a tagállamok érdekérvényesítő képessége következtében – vagy nem tudott, vagy – politikailag nehezen felvállalható volta miatt – nem is akart megpróbálni, pedig egy ilyen típusú piacszerkezési logika elősegíthetné a nemzeti piacok integrálódását. (Az átálláshoz szervezett villamosenergia-piaccal kellene rendelkeznie minden államnak és – legalábbis a határkeresztező kereskedelem tekintetében – kötelező szerződéskötést kellene előírni.¹⁵³) A jogszabályok hallgatása ugyanakkor lehetővé teszi, hogy ha a tagállamok képesek és hajlandók rá, akkor az országok között kialakuló szűk keresztmetszet kezelésének problémáját lokális árazással oldják meg. Lokális árazáson alapuló szűk keresztmetszet kezeléssel (annak zonális változatával) Európában egyedül a Nord Pool-nál találkozhatunk.

Az **5.2. alfejezet** a fizikai átviteli jogok ex-ante allokációjának – a 1228/2003/EK rendelet által is előírt – európai gyakorlatából fakadó problémákat elemezte a (3) hipotézis alapján: *a szűk keresztmetszeteket jelentő rendszerösszekötő kapacitások hatékony allokálása csak olyan versenyalapú eljárással valósítható meg, amely képes lekezelni a valós fizikai áramlásokat, vagyis figyelembe veszi a párhuzamos áramlásokat is.* A fejezet az alábbi főbb megállapításokkal bizonyította, hogy a fizikai átviteli jog meghatározásának kontinentális európai gyakorlata nem képes megfelelően lekezelni a párhuzamos áramlásokat.

1. Az átviteli kapacitások allokációja implicit módon magában hordozza a szerződéses útvonal felfogását (3.1. fejezet), annak ellenére, hogy egy hurkolt AC villamosenergia-rendszerben nem lehetséges ilyen útvonalat meghatározni! Egy piaci szereplő nem egy bizonyos átviteli kapacitást használ két adott szabályozási zóna között, továbbá a rendszerirányító sem a két szabályozási zóna között elhelyezkedő átviteli kapacitást kínálja a loop flow-k (párhuzamos áramlások) miatt. A fizikai átviteli jogok piacán a rendszerirányító tulajdonképpen nem egy adott metszékre vonatkozó fizikai átvitelt kínál, hanem egy „származékos jóságot”, a mögöttes fizikai infrastruktúrát és szolgáltatást „figyelembe nem véve”.

¹⁵³ Ez jelenleg nagy kihívást jelentene, mivel napjainkban az európai villamosenergia-kereskedelem max. 5-7%-a bonyolódik le szervezett villamosenergia-piacokon. A szerződések nagyobbik része továbbra is bilaterális alapon kötötték.

A szerződéses útvonal filozófiája miatt a piaci szereplők a termelési és fogyasztási csomópont között minden egyes határon kénytelenek átviteli jogot szerezni. Ez a fentiek miatt azonban nem hatékony megoldás.

2. Egy hurkolt hálózatban nem lehet megfelelően ex-ante definiálni az átviteli kapacitásokat, hiszen az egyes metszégeken az ATC nagysága attól függ, hogy milyen az áramlás iránya (mintázata), hol van a betáplálási és vételezési pont, hogyan alakulnak a párhuzamos áramlások. Az átviteli kapacitások tehát az áramlásokkal időben folyamatosan változva alakulnak ki, de soha sem az áramlás előtt ex-ante. Mindezek nem jelentenének problémát, ha a határkeresztező kapacitások túlméretezettek lennének és bármilyen áramlást le tudnának vezetni.
3. A fizikai átviteli jogok piacán egy meghatározott időintervallumra előre osztják szét az átviteli jogokat, vagyis forward piacnak lehet tekinteni. Ezzel szemben az adott rendszerirányító a rendszeregyensúlyt valós időben köteles fenntartani. Egy hatékonyan működő rendszerirányító az erőművi határköltségeket reprezentáló merit order-nek megfelelően fogja le-, vagy felterhelni a szabályozási energia piacán az egyes erőműveket, amely során figyelembe kell vennie a határkeresztező kereskedelem során az átviteli rendszerére érkező villamos energia mennyiségét is. A két piac időhorizontja azonban eltér egymástól, továbbá nincs közöttük kapcsolat, ami elősegíthetné a rendszer egyensúlyban tartását.

Az alfejezet – modellpéldák segítségével – vizsgálta a tagállamok által alkalmazott allokációs eljárások versenyszempontú hatékonyságát, majd elemezte a rendeleti előírásokat. A rendelet a market splitting¹⁵⁴ és az explicit aukciós¹⁵⁵ eljárás alkalmazását írja elő a rendszerösszekötő kapacitásokon tartósan jelentkező szűk keresztmetszetek kezelésére.¹⁵⁶ A *market splitting eljárás* alkalmazásának azonban több olyan feltétele is van, ami jelenleg nem biztosított a kontinentális Európában:

- az országok rendelkezzenek egy közös szervezett piaccal, vagy külön-külön, de együttműködő szervezett piacokkal, ami lekezeli a határkeresztező kereskedelmet;

¹⁵⁴ Lásd az 5.2.2. alfejezetet.

¹⁵⁵ Lásd az 5.2.1. alfejezetet.

¹⁵⁶ Ezzel párhuzamosan támogatja az újra-teherelosztás, a határon keresztül koordinált újra-teherelosztás és az ellenkereskedelem alkalmazását a nem tartósan jelentkező szűk keresztmetszetek kezelésére.

- az országoknak, vagy azok egyes részeinek olyan zónákat kell alkotniuk, amelyek határai időbeli stabilitást mutatnak,¹⁵⁷ a zónákat összekötő szűk keresztmetszetet jelentő határkeresztező kapacitásokat könnyű legyen beazonosítani; valamint
- az országok átviteli hálózata ne mutasson nagy hurkoltságot, máskülönben az esetlegesen fellépő loop flow-k hatását a szimultán árképzés során nehéz figyelembe venni.

A hatékony *explicit aukciós eljárás* alkalmazásának feltételei pedig, hogy a határkeresztező áramlások lehetőleg ne vegyenek igénybe egynél több rendszerösszekötő kapacitást, máskülönben a piaci szereplőknek minden egyes érintett rendszerösszekötő kapacitáson fizikai átviteli jogot kell lekötniük. Ez csökkenti az arbitrázs lehetőségek gazdaságos kihasználási lehetőségét, másrészt nehezíti az érintett TSO-k számára a párhuzamos áramlások lekezelését.

A fent leírt modellproblémák ismeretében az 5.2.4. alfejezet a fizikai átviteli jogok hatékony beárazódásának tesztjét adta. A közgazdasági elmélet szerint két szabályozási zóna között lévő határkeresztező kapacitás ára egyenlő a két ország nagykereskedelmi piacán kialakuló árkülönbséggel.¹⁵⁸ Az európai unió villamosenergia-piacára ilyen jellegű számításokat – többek között – Boisseleau végzett. [BOISSELEAU, 2004.] Vizsgálatai során arra az eredményre jutott, hogy számos esetben találhatunk olyan időszakokat, amikor a piaci szereplők alacsonyabb áron jutottak hozzá az átviteli joghoz ahhoz képest, amit az elmélet alapján várhatnánk. Továbbá olyan esettel is találkozott, amikor átviteli jog lekötése a magasabb árszintű piacról történt meg az alacsonyabb árszintű piac felé, ráadásul olyan mennyiségben, hogy a határkeresztező kapacitás szűkössé vált és az aukció során pozitív ár alakult ki.

A fenti modellproblémák korrigálására az 5.2.5. alfejezet az ETSO által kifejlesztett koordinált aukciós eljárás [ETSO, 2001.a] bevezetését javasolja, amellyel egyrészt megszüntethető az a kényszer, hogy a több szabályozási zónát érintő kereskedelmi tranzakciók során a piaci szereplőknek a szerződéses útvonal mentén minden egyes érintett határkeresztező kapacitáson fizikai átviteli jogokat kelljen lekötni. Másrészt növeli az átviteli rendszer – közgazdasági értelemben vett – kihasználásának

¹⁵⁷ Részletesebben lásd az 5.2.2. alfejezetet.

¹⁵⁸ Lásd 1. modellpélda.

hatékonyságát, mivel az eljárás a fizikai áramlások logikájára épül, valamint nem a mesterségesen előállított – és sokat vitatott – ATC mérőszámot használja. A koordinált aukció további előnye, hogy az eljárás alkalmazható market splitting esetén is a szervezett villamosenergia-piacok implicit aukciós eljárásának koordinálásával, szintén áramlási faktorok használatának segítségével. [ETSO, 2002.b]

A szabályozási környezet eddig tárgyalt elemeinek elemzéséből összegzésképpen azt a **(2) következtetést** vonhatjuk le, hogy a kontinentális Európában a belső villamosenergia-piac elmélyülését gátolja:

- a nagykereskedelmi és az átviteli piacok közötti kapcsolat hiánya, mivel így csak fizikai átviteli jogok allokálásával lehet a rendszerösszekötő kapacitásokon tartósan jelentkező szűk keresztmetszeteket kezelni;
- a fizikai átviteli jogok allokálására – legalábbis a 1228/2003/EK rendelet kötelező alkalmazásának kezdetéig – használatban lévő eljárások sokszínűsége; valamint
- a fizikai átviteli jogok ex-ante allokációjának gyakorlata, amely így nem képes figyelembe venni a párhuzamos áramlásokat.

(2.a) javaslatként megfogalmazható, hogy a kontinentális Európában rövidtávon – a műszaki feltételek alapos elemzésének követelménye mellett – kötelező legyen koordinált explicit aukciós eljárást, illetve hosszabb távon a nemzeti TSO-k által szervezett villamosenergia-piacok alkalmazásával koordinált implicit aukciós eljárás alapuló market splitting-et, market coupling-et alkalmazni.

Magyarország jelenleg explicit aukciós eljárást alkalmaz rendszerösszekötő kapacitásainak allokálására. A hazai döntéshozók számára **(2.b) javaslatként** fogalmazható meg, hogy:

- egyrészt készüljenek vizsgálatok arra nézve, hogy egy esetleges koordinált explicit aukciós eljárás okozhat-e problémát Magyarország importigényének kielégítésében; ha nem, akkor Magyarország az eljárás kötelező alkalmazásának bevezetését támogassa az európai fórumokon;
- fel kell gyorsítani a hazai szervezett villamosenergia-piac MAVIR Rt. általi megalapítását, ami nemcsak a hosszabb távon bevezetendő market splitting-hez, de a hazai villamosenergia-piacon a megfelelő árjelző szerep betöltéséhez is elengedhetetlen, illetve piacteret biztosítana a szabályozási energia számára, amit jelenleg az MVM biztosít. Ez utóbbihoz szükséges a szabályozási energia

szolgáltatására képes erőművek MVM Rt.-vel kötött hosszú távú szerződéseiből legalább a szabályozási energia részének kitárgyalása.

Az **5.3. alfejezet** az európai átviteli modell tranzit költségének [(1) és (3) típusú költség]¹⁵⁹ fedezeti kérdését tárgyalta a (4) hipotézis alapján: *harmadik ország átviteli hálózatának használatából eredő költségek csak olyan költségallokációs technikával téríthetők meg hatékonyan, amely a teljes határkeresztező áramlást figyelembe veszi és közvetlen módon képes a költségeket ráterhelni azon piaci szereplőkre, akik az adott áramlást okozták.*

Az alfejezet bemutatta, hogy a jelenlegi szabályozási környezet szerint az egyszer kivetett nemzeti átviteli tarifákat a TSO-k közötti költségkompenzációval kombinálva – amit azok a saját hálózatuk használói között szocializálnak – lehetővé válik minden áramlás részére (pontosabban minden olyan piaci szereplő részére, aki határkeresztező áramlást okozó szerződéssel rendelkezik), hogy az együttműködő európai átviteli rendszer egészét használja. A TSO-k közötti költségkompenzációra jelenleg alkalmazott CBT-mechanizmus több – az alábbiakban bemutatásra kerülő – problémával is küzd, ami bizonyítja, hogy egy közvetett költségallokációs eljárás nem lehet olyan hatékony, mint egy közvetlen módszer:

- az eljárás csak a „mesterségesen” definiált tranzitáramlást veszi figyelembe, annak ellenére, hogy a rendszerösszekötő kapacitásokon ennél jóval nagyobb áramlás mérhető;
- a tranzitkulcs önmagában elhibázott mutatószám, mivel minél kisebb a kérdéses ország, annál nagyobb lesz a tranzit aránya a saját fogyasztáshoz képest, s így a tört értéke is. Vagyis a mutatószám alapján egy kis ország horizontális hálózatának – egy nagyobb ország horizontális hálózatához képest – mindig nagyobb részét fogják külső piaci szereplők használni. Tehát minél kisebb egy ország, annál inkább túlkompensálja a rendszer;
- a tranzitkulcs nem képes figyelembe venni, hogy a tranzitáramlásnak milyen a relatív iránya a horizontális hálózaton lévő belső áramlásokhoz képest. Ugyanis, ha a tranzitáramlás hozzávetőlegesen ellentétes irányú a belső áramlással, akkor a

¹⁵⁹ Az értekezés az (1) költségtypust – lásd az 5.1. alfejezetet – a *hálózati infrastruktúra költségeként* definiálta, amely a múltban befektetett eszközök tőkeköltségeként jelentkezik. A (3) költségtypust a *jövőbeni hálózatfejlesztés költségeként* definiálta, amely a jövőbeni hálózatfejlesztési költségekhez szükséges tőke jelenértékéként jelentkezik.

transzitáramlások önmagukban csökkentőleg hatnak a horizontális hálózaton lévő áramlásokra és hálózati veszteségekre, vagyis nem jogos azok költségeit teljes mértékben külső TSO-hoz rendelni; valamint

- a megtérítendő költségek forrásának egy jelentős része az egyes országok saját nettó áramlásaik után fizetendő díja. Ezen díjak – a teljes rendszert tekintve – 50–50%-ban oszlanak meg az export- és importáramlások között. Ez azt jelenti, hogy például Portugália azonos mértékben finanszírozza a Spanyolországnak és Finnországnak járó költségkompenzációt, annak ellenére, hogy az európai átviteli villamosenergia-hálózaton a két ország több ezer kilométerre fekszik egymástól.

Az 5.3.2. alfejezet a megtérítendő hálózati költségek meghatározásának további lehetséges módszerei közül az average participation, a simplified average participation, a modified average participation, a marginal average participation, a with & without method és az average participation applied to transit eljárásokat mutatta be, azok előnyeinek és hátrányainak elemzésével együtt. Az elemzések eredményeként – amelyekhez Pérez-Arriga vizsgálati eredményei is felhasználásra kerültek [PÉREZ-ARRIGA, et al, 2002.b, 2003.] – az a **(3) következtetés** vonható le, hogy a jelenlegi – közvetett költségallokációt megvalósító – CBT-mechanizmus alternatívájaként lehetne alkalmazni a CEER által javasolt [CEER, 2002.a] közvetlen költségallokációt megvalósító average participation (AP) eljárást, mivel így egy lépcsőben lehetne megvalósítani a külső hálózatok használatából eredő költségek az áramlásokat okozó piaci szereplőkre történő okozathelyes allokációját.

A fentiek fényében **(3.a) javasolható**, hogy a közvetett allokációs eljárást alkalmazó CBT-mechanizmust középtávon közvetlen allokációt biztosító AP-módszer, vagy annak egy továbbfejlesztett változata váltása fel, így közvetlenül létre lehetne hozni egy nodális átviteli árazáson¹⁶⁰ alapuló európai rendszert. [Az AP-módszer módosítása szükséges, mivel a CEER eredeti javaslata nem teljesen a fizikai törvényszerűségek alapján (Kirchhoff törvénye) követi le az áramlásokat az egyes nagyobb csomópontok között.]

¹⁶⁰ Nem összekeverendő a locational pricing nodális változatával, amely a villamos energia, mint jószág, csomópontok közötti eltérő árazását teszi lehetővé és a (2) költség típusba tartozó szűk keresztmetszetek kezelésére használható fel.

A MAVIR Rt. adatai szerint Magyarország jelenleg nettó haszonélvezője a CBT-mechanizmusnak, mivel az országon keresztüláramló tranzit mennyisége egyelőre nagyobb az ország által keltett import és exportáramlásoknál. Abban esetben, ha ez a helyzet hosszabb távon fennmarad, akkor **(3.b) javasolható** a magyar döntéshozók számára, hogy ne támogassuk a jelenlegi CBT-rendszer átalakítását. Ha – elsősorban növekvő importunk következtében – a nettó haszonélvezői pozíciónk megváltozna, akkor számításokat kell végezni, hogy Magyarország helyzetét miként befolyásolná egy közvetlen allokációs mechanizmusra történő áttérés.

Az **5.4. alfejezet** a rövid- és hosszú távú gazdasági jelzések kérdéskörét tárgyalta¹⁶¹ az (5) hipotézis alapján: *az együttműködő villamosenergia-rendszer hatékony működtetésére – a rendszerösszekötő átviteli kapacitások hatékony kihasználása érdekében – olyan, a szabályozásba beépített közgazdasági ösztönző-rendszert érdemes alkalmazni, amely befolyásolja a piaci szereplők kereskedelmi és/vagy a termelési és fogyasztási helyeikre vonatkozó döntéseit.*

A szakirodalom a fentiek megvalósítására rövid- és hosszú távú lokális gazdasági jelzésfajták alkalmazását javasolja, amelyek célja, hogy tükrözzék a piaci szereplők felé a villamos energia [jószágár + szolgáltatásár (átvitel)] tényleges költségeit. 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 piaci- és a villamosenergia-rendszer nyújtotta lehetőségek kihasználásában. Vagyis 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 hatással legyen a kereskedelmi tevékenységekre is, tekintettel arra, hogy a fizikai villamosenergia-áramlások mögött közvetlen vagy közvetett módon szerződéses jogviszonyok húzódnak meg.

¹⁶¹ Az alfejezet eltekintett azon gazdasági jelzések tárgyalásától, amelyek közvetlenül nem kapcsolódnak a hálózati infrastruktúra költségeihez, illetve a nagykereskedelmi piacon kialakuló árakhoz. Így nem kerültek tárgyalásra – többek között – az adózásból, illetve a megújuló energiaforrásokból előállított villamos energiára vonatkozó preferenciarendszerből származó gazdasági jelzések.

A kereskedelmi tevékenységre vonatkozó döntéseket elsősorban a nagykereskedelmi piacok közötti árkülönbségek határozzák meg. Az árkülönbségek rövidtávon befolyásolják a piaci szereplők magatartását, így döntéseiket is rövidtávú gazdasági jelzésekkel célszerű befolyásolni. Rövid távú lokális gazdasági jelzés eszköze lehet a megfelelő szűk keresztmetszet- és hálózati veszteség kezelési technika. Új termelési és fogyasztási helyek kialakítása hosszú távú stratégiai döntést igényel a piaci szereplőktől. Ezen döntéseket hosszú távon – és tartósan – ható gazdasági jelzésekkel lehet csak hatékonyan befolyásolni. Hosszú távú lokális gazdasági jelzés eszköze lehet az átviteli hálózat bizonyos költségein alapuló átviteli díjak megfelelő allokálása.

Az 5.4.2. alfejezet részletesen elemzi a szűk keresztmetszet- és a hálózati veszteség kezelési technikák rövid távú gazdasági jelzés küldési képességét, míg az 5.4.3. alfejezet a közvetlen és közvetett hálózati költségallokációs technikákat vizsgálja meg ebből a szempontból. Az 5.4. alfejezet egyik fő megállapítása alapján levonható **(4) következtetés**, hogy hatékony rövid távú gazdasági jelzés működik a Nord Pool piacon, illetve azon kontinentális piacokon, ahol a fizikai átviteli jogok piacán versenyalapú megoldással kerülnek allokálásra az átviteli jogok.¹⁶² Hosszú távú – európai szintű – gazdasági jelzéssel egyelőre nem találkozhatunk, mivel Európában egyrészt nincsen egységes nodális átviteli árazás,¹⁶³ másrészt az ETSO által működtetett CBT-rendszer – a szubszidiaritás elve alapján – a tagállamokra bízta, hogy a megtérítendő költségeket milyen módon jelenítik meg – ha egyáltalán meg akarják jeleníteni – az átviteli díjakban.

A fentiek fényében **(4.a) javasolható**, hogy – tekintettel arra, hogy a TSO-k közötti magánjogi szerződés alapján létrejött és jelenleg érvényben lévő CBT-mechanizmus „csak” a TSO-k közötti költségkompenzáció funkcióját tölti be – az Európai Bizottság

¹⁶² Európában jelenleg több olyan rendszerösszekötő kapacitás is létezik, amelyeken alkalmazott technikák nem nyújtanak rövid távú gazdasági jelzést (lásd a 2. táblázatot). Feltehetően ez a helyzet változni fog a 1228/2003/EK rendelet hatálybalépésével, különben az országok bizottsági eljárásra számíthatnak.

¹⁶³ A rendelet elméletileg lehetővé tenné nodális átviteli árazás alkalmazását, mivel az AP-módszer felhasználható – ha a rendelet továbbra is ragaszkodna hozzá – TSO-k közötti kompenzációs mechanizmusra (lásd az 5.3.2. alfejezetet). Az országon belüli szocializáció differenciálásához pedig megfelelő segítséget nyújtának az AP-módszerrel gyűjtött adatok. Ez egybevágna a preambulum (12) bekezdésével is, amely kimondja, hogy milyen általános elv alapján kell generálni a hosszú távú gazdasági jelzéseket: „...a hálózati hozzáférési díjak szintjeinek tükrözniük kell az érintett régió termelésének és fogyasztásának egyensúlyát, a termelők és/vagy fogyasztók hálózati hozzáférési díjai közötti különbségtétel alapján.”

tegyen javaslatot a Firenzei Fórum soron következő 11. ülésén egy módosított, közvetlen költségallokáción nyugvó AP-módszer alkalmazására, vagy terjesszen elő egy a 1228/2003/EK rendelet 8. cikk (3) bekezdése szerinti hosszú távú gazdasági jelzések generálását szabályozó jövőbeni iránymutatás-tervezetet, amelynek minimálisan az alábbiakra kell kitérnie:¹⁶⁴

- egyrészt törekedni kell arra, hogy a piaci szereplőket országonként hasonló mértékben terheljék a kiinduló nemzeti „G” és „L” díjak;
- másrészt egységesíteni kell az együttműködő villamosenergia-rendszerben a hálózati elemek értékét meghatározó költség- és eszközértékelés módszertanát.

Magyarország jelenleg nem alkalmaz területi differenciálást az átviteli díjak tekintetében, így azok hazai vonatkozásban nem tartalmazzak hosszú távú gazdasági jelzés küldésére alkalmas elemet. *Ezen a helyzeten véleményem szerint jelenleg nem kell változtatni.* A határkeresztező kereskedelem tekintetében a CBT-mechanizmuson keresztül jelentkező nettó pénzügyi helyzet átviteli díjakban való megjelenítése Magyarországon egyelőre nem megoldott. Ha az Európai Bizottság a nemzeti „G” tarifák egységesítését jelentő tervezete,¹⁶⁵ valamint az addicionális „G” díjelem iránymutatásban is megjelenik és Magyarország továbbra is nettó haszonélvezője a CBT-mechanizmusnak, akkor **(4.b) javasolható** a hazai döntéshozóknak, hogy kerüljön bevezetésre egy nemzeti „G” bázis díjelem. Ez a díjelem biztosítaná a CBT-alapba történő előírt befizetésünk forrását. Az addicionális „G” díjelem – tekintettel arra, hogy Magyarország nettó haszonélvező – negatív előjelű értéke ezt a bázis „G” díjat kompenzálhatja. Ezzel a megoldással biztosítható, hogy a közgazdasági logikának megfelelő „legtökéletesebb” „ramsey-árazás” a magyar árrendszerben továbbra is érvényben maradjon. Abban az esetben, ha Magyarország nettó haszonélvező helyzete megváltozna, akkor elemzéseket kell készíteni arra vonatkozóan, hogy a jelenlegi CBT-mechanizmus fenntartása, vagy egy AP-módszeren alapuló közvetlen költségallokációs rendszer európai szintű alkalmazása hasznosabb-e az országnak. Ez utóbbi módszer alkalmazásához elengedhetetlen olyan szakmapolitikai és társadalmi viták lefolytatása, amelyek célja annak elfogadtatása, hogy Magyarországon a jövőben azonos fogyasztói típuson belül az átviteli díjak nem lesznek egységesek.

¹⁶⁴ Az Európai Bizottság, az ETSO és a CEER véleményét is ütköztető részletesebb kifejtést lásd az 5.4.3. alfejezetben.

¹⁶⁵ Minden tagállam egy zárt intervallumban maga határozhatja meg a nemzeti „G” bázis értéket.

Az olvasónak feltűnhet, hogy a magyarországi döntéshozóknak tett javaslataim nem minden esetben esnek egybe az európai villamosenergia-rendszer közgazdasági értelemben vett rendszerhatékonyság-növelésére vonatkozókkal. Ennek oka, hogy elsősorban a nemzeti érdekek figyelembevételére helyeztem a hangsúlyt!

6.2. Az európai villamosenergia-piac valószínűsíthető továbbfejlődési iránya

Az Európai Bizottság a Firenzei Fórum 10. ülésén előterjesztette a „Belső villamosenergia-piac közép távú fejlődésének víziója” című stratégiai dokumentumát, amelyből hozzávetőleges következtetéseket lehet levonni arra vonatkozóan, hogy a Bizottság milyen irányba szándékozik továbbfejleszteni az európai villamosenergia-piacot. [EC, 2003.b] A továbbfejlődés szempontjából lényeges kérdés, hogy az európai villamos energia-piac megreked-e a regionálisan integrált és egymással összekapcsolt piacok szintjén, vagy továbbfejlődik egy valóban egységes belső villamosenergia-piac irányába, amely úgy képes működni, mintha egy nemzeti piac lenne. Az Európai Bizottság ez utóbbit tűzte ki célul, s a regionálisan integrált és összekapcsolt piacok lépcsőfokát csak köztes állapotnak tekinti. A kétlépcsős megoldás azt jelenti, hogy a regionálisan kialakított piacokon belül lehetőség szerint meg kell szüntetni a határkeresztező szűk keresztmetszeteket, valamint azonos piacszervezési modelleket kell kialakítani. Második lépésként pedig ezen piacok közötti modellbeli összhangot kell megteremteni, valamint növelni kell az azokat összekapcsoló infrastruktúra teljesítményét. (Az interim megoldást próbálja sugallni az is, hogy a dokumentum indikatív időtáblázatot tartalmaz, mely szerint 2008-ig létrejönnek a regionálisan integrált piacok¹⁶⁶, majd 2010-től fokozatosan integrálásra kerülnek.)

Bár nagy anyagi áldozatokkal jár, de véleményem szerint elkerülhetetlen a rendszerösszekötő átviteli elemek fizikai kapacitásának növelése, amelyet csak átmenetileg lehet elodázni – az egyébként szükséges – modellharmonizációval.¹⁶⁷

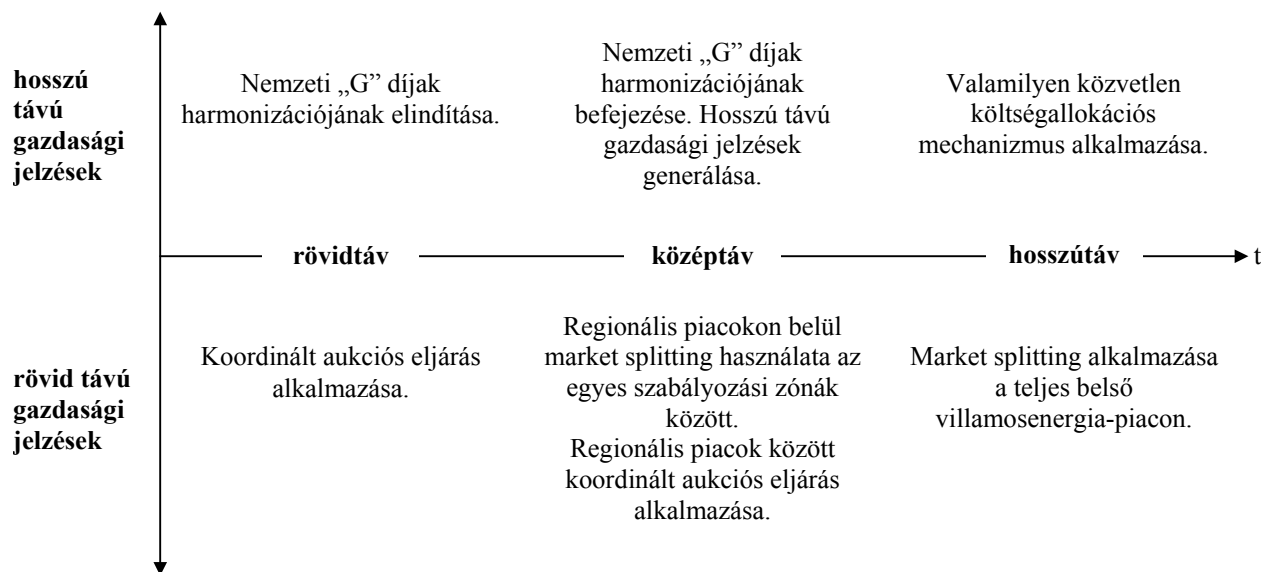
¹⁶⁶ Lásd a 11. ábrát.

¹⁶⁷ A rendszerösszekötő kapacitások nagyságának növeléséhez jó célszámot jelent az Európai Bizottság azon javaslata, amely szerint egy adott ország teljes beépített (termelői) kapacitásához képest az adott ország összes határkeresztező kapacitásának nagysága el kell hogy érje a 10%-os értéket. [EC, 2001.d] Ezt a küszöbszámot elég sok európai ország nem tudja jelenleg teljesíteni. [ETSO, 2001.d] [UCTE, 2001.]

A Stratégiai dokumentumból kirajzolódik a piaci modellek összehangolásának ütemterve is, amit a 6.1. alfejezetben megfogalmazott javaslataimmal szintetizálva a 24. ábrán tüntettem fel. Az ábra rövid- és közép- (első lépcsőfok), illetve hosszú távra (második lépcsőfok) vonatkozóan tartalmazza az elérendő célokat a rövid- és hosszú távú gazdasági jelzések ismerveinek figyelembevétele mellett.

24. Ábra

Az EU villamosenergia-piacának valószínűsíthető fejlődési iránya a gazdasági jelzések tükrében

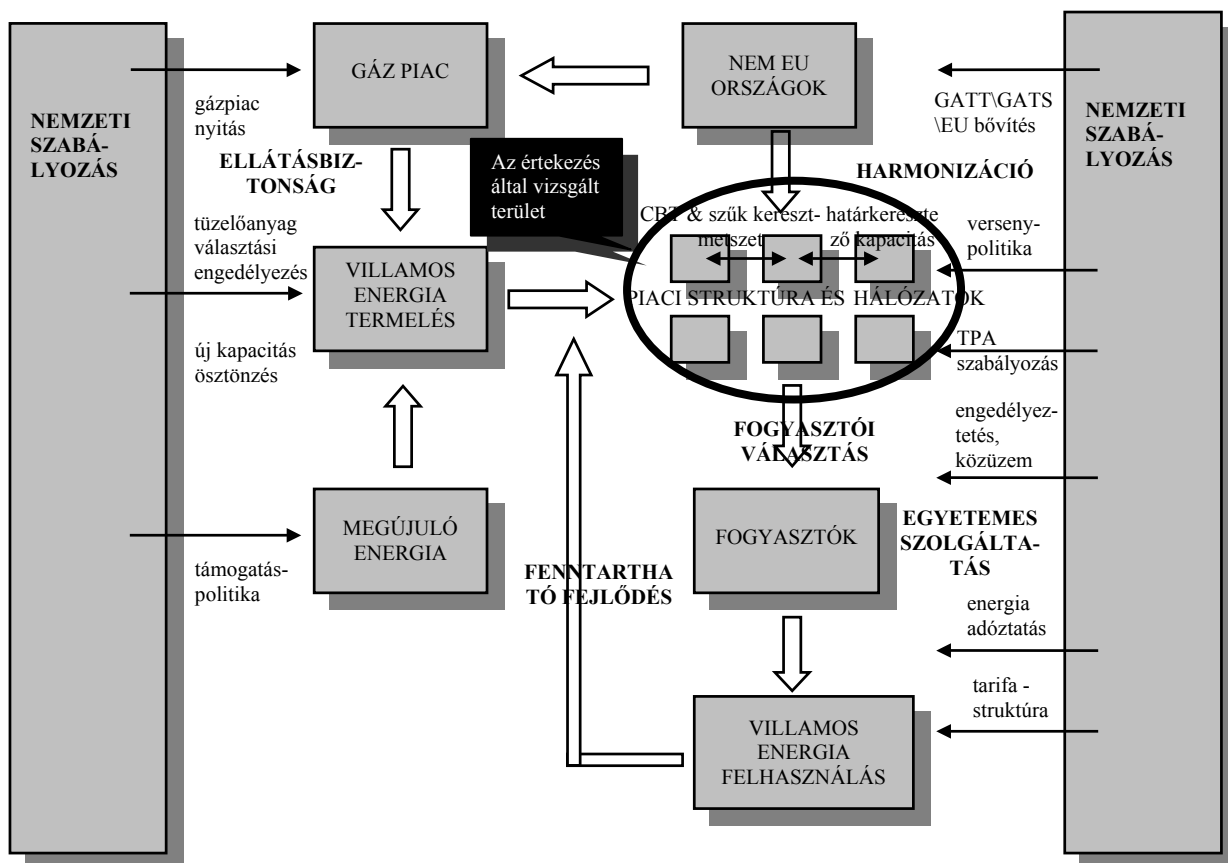


A belső villamosenergia-piac, mint cél elérésével kapcsolatban egyvalami biztos állítható. A cél megvalósítása érdekében nem kerülhető el a nemzeti és a teljes európai villamosenergia-piac valamilyen szintű centralizációja, de legalábbis a nemzeti piaci modellek egymáshoz történő erőteljes közelítése. A kérdés az, hogy a centralizáció és harmonizáció milyen fokát lehet és célszerű megvalósítani egy 420 millió fogyasztót számláló piacon, amely jelenleg saját piaci modelleken nyugvó nemzeti részpiacokra bomlik.¹⁶⁸ A modellek közelítését elő lehet segíteni irányelvekkel, rendeletekkel és iránymutatásokkal, de közben nem szabad lemondani az organikus fejlődés igényéről sem.

¹⁶⁸ Valószínűleg nem kell és nem is szabad olyan fokú centralizációt megvalósítani, mint a 6. Függelékben bemutatásra kerülő PJM-nél érték el, amely piacot szakmai körökben a centralizált villamosenergia-piac klasszikus példájaként szokás emlegetni.

FÜGGELÉK

1. Függelék A belső energia-piac szabályozásának főbb összefüggései



Forrás: [EC, 2003.b], a szerző által módosítva.

2. Függelék

A 96/92/EK, valamint a 2003/54/EK irányelv által szabályozott fontosabb területek rövid összefoglalása

[GKM, 2004.], a szerző által módosítva

96/92/EK irányelv tartalmi összefoglalása:

A 96/92/EK irányelv a villamosenergia-piac fokozatos megnyitását irányozza elő az EU tagállamaiban. Az irányelv fontosabb elemei:

- A tagállamokban szükséges piacnyitás mértékét a meghatározott értéknél nagyobb éves fogyasztású fogyasztók piaci részesedése alapján kell kiszámítani. A tagállamokban 1999. február 27-ig kellett a piacnyitás első ütemét (26,48%-os nyitás, 40 GWh-ás közösségi fogyasztási küszöb alapján) végrehajtani. A piacnyitás irányelv szerinti eredeti további lépcsőfokai: 2000 februárjában 28% (20 GWh-ás közösségi fogyasztási küszöb alapján), 2003 februárjában 33% (9 GWh-ás közösségi fogyasztási küszöbérték alapján).
- Az irányelv lehetőséget biztosít a tagállamoknak arra, hogy a piacnyitással párhuzamosan fenntarthatják a közüzemi szolgáltatási kötelezettséget az ellátás biztonságának megőrzése, illetve a fogyasztók és a környezet védelme érdekében.
- Az új termelő kapacitások létesítésének kezelése két módon lehetséges: az engedélyezési, vagy a versenyeztetési eljárás keretében. Ha a tagállam az engedélyezési eljárást választja, az engedélyezés kritériumait, valamint az engedélyezési eljárásra vonatkozó rendelkezéseket közzé kell tenni. Amennyiben az engedélyező hatóság elutasítja az engedély iránti kérelmet, tájékoztatni kell a kérelmezőt az elutasítás indokairól, továbbá biztosítani kell számára jogorvoslati lehetőséget. Az ún. versenyeztetési eljárás esetén az illetékes tagállami szervnek rendszeresen (legalább két évente) közzé kell tenni az új kapacításra való várható tagállami igényt. A pályázat kiírásoknak pedig részletes leírást kell tartalmazni a szerződéses feltételekről, valamint az eljárási rendről.
- A tagállamok az ellátás biztonsága érdekében kötelesek rendszerirányítót kinevezni, amely felelős a rendszerben megvalósuló energiaáramlás irányításáért, a termelő létesítmények teherelosztásáért, valamint a szükséges karbantartások és fejlesztések biztosításáért. A rendszer használóit adatszolgáltatási kötelezettség terheli a rendszerirányító üzemviteli feladatainak ellátása érdekében.

- A tevékenységek szétválasztásának követelményei a természetes monopol tevékenységek speciális szabályozását, a keresztf finanszírozások megakadályozását és az átláthatóság növelését szolgálják. A tagállamok területén működő integrált villamosenergia-ipari vállalkozások kötelesek belső számvitelükben külön elszámolást vezetni a termelési, elosztási és szállítási, valamint a nem villamosenergia-ipari tevékenységeikről (ún. számviteli szétválasztás). A rendszer objektív, átlátható és diszkriminációmentes működésének záloga, hogy biztosítani kell a rendszerirányító függetlenségét a többi villamosenergia-ipari vállalkozástól legalább a menedzsment tekintetében.
- A piacnyitás és a verseny kialakulásának motorja a villamosenergia-hálózathoz való hozzáférés biztosítása. Az irányelv által szabályozott két modell közül választhatnak a tagállamok, azonban mindkét eljárásnak objektív, átlátható és diszkriminációmentes kritériumok szerint kell működni. Ha tárgyalásos alapon történik a harmadik fél hozzáférése, biztosítani kell, hogy a termelők, a kereskedők, és a feljogosított fogyasztók a hálózatok üzemeltetőivel való tárgyalás útján hozzáférjenek a vezetékekhez, és így megköthessék villamos energia kereskedelmi szerződéseiket. A harmadik fél hozzáférése megvalósulhat szabályozott rendszerben is, amikor a szereplők közzétett tarifa megfizetésével szállíthatnak a hálózatokon. A villamosenergia-ipar szerkezetéhez a legkönnyebben a harmadik fél szabályozott hozzáférése modell illeszthető, hiszen ez minden szereplő számára átlátható feltételeket biztosít.

2003/54/EK irányelv tartalmi összefoglalása:

Az irányelv részletesen szabályozza, hogy a villamosenergia-rendszer irányítóinak (szabályozó hatóság és a rendszerirányítás) feladatai mellett melyek a tagállami feladatok, de nem rendelkezik tulajdonjogi kérdésekről. Az irányelv előírásainak legfőbb alanyai a tagállamok, szabályozó hatóságok (Magyar Energia Hivatal), az átviteli és az elosztó hálózati rendszerirányítók.

A tagállamok feladatai:

- A tagállam biztosítja, hogy legkésőbb 2004. július 1-jétől minden nem háztartási fogyasztó feljogosított fogyasztó legyen.
- Az elosztó- és az átviteli hálózatokat külön jogi személyeknek kell üzemeltetni.

- A tagállamnak arra kell törekedni, hogy a teljes belső piacon minél egységesebb feltételek valósuljanak meg.
- A tagállam megállapítja a szabályozó hatóság feladatait, hatáskörét.
- Biztosítani kell, hogy a háztartási fogyasztóknak, és ha a tagállam szükségesnek tartja, a kisvállalkozásoknak is joguk legyen meghatározott minőségű villamos energiával való ellátásra könnyen összehasonlítható, átlátható és méltányos árakon.
- Minimális normák meghatározása a fogyasztóvédelmi, az ellátás biztonsági, és a környezetvédelmi területen.
- A védendő fogyasztók ellátására kijelölhető egy „végső menedékes” szolgáltató.
- A villamosenergia-ágazatban működő vállalkozások számára általános gazdasági érdekből előírható olyan közszolgáltatási kötelezettség, amely a biztonságra, az ellátás folyamatosságára, minőségére és árára, valamint a környezetvédelemre vonatkozik.
- A tagállam hosszú távú tervezést vezethet be.
- Minden háztartási fogyasztót, és ha a tagállam szükségesnek tartja, a kisvállalkozásokat is egyetemes szolgáltatásban kell részesíteni.
- Megfelelő intézkedések a végső fogyasztók, és a védelemre szoruló fogyasztók védelmére, többek között annak megelőzésére, hogy az ilyen fogyasztókat kizárják az ellátásból.
- Magas szintű fogyasztóvédelem biztosítása.
- Biztosítani kell, hogy a villamosenergia-szolgáltatók a számlán megadják minden egyes energiaforrás részarányát a szolgáltató által a megelőző évben felhasznált, összes energiahordozó összetételében.
- A szükséges műszaki biztonsági követelmények kidolgozása.
- Engedélyezési eljárás alkalmazása, feltételek kidolgozása az új termelői kapacitások létesítésére.
- Az ellátás biztonsága érdekében biztosítani kell új kapacitások létesítésére, vagy keresletoldali szabályozási intézkedések meghozatalára közzétett követelményekre alapozott versenytárgyalási eljárás kiírását, ha az engedélyezési eljárás alapján nem létesül elegendő termelői kapacitás, ennek szervezésére, ellenőrzésére és felügyeletére egy testület kijelölése.
- a tagállam által megállapított időtartamra szólóan egy vagy több átviteli, illetve elosztói rendszerirányító kijelölése;

- Megkövetelhető a hálózatok rendszerirányítóitól, hogy a termelőlétesítmények teherelosztás során adjanak elsőbbséget a megújuló energiaforrást vagy hulladékot használó, esetleg a kapcsolt hő- és villamos energiát termelő létesítményeknek.
- Az ellátás biztonságának érdekében a tagállam határozhat úgy, hogy a belföldi, primer energiahordozót használó termelőlétesítményeknek biztosítsanak elsőbbséget az érintett tagállamban felhasznált villamos energia előállításához naptári évenként szükséges teljes primer energia 15%-át meg nem haladó mértékben.
- Szükséges intézkedések meghozatala annak érdekében, hogy a villamosenergia-ipari vállalkozások elszámolásait megfelelően vezessék.
- Olyan rendszer létrehozása, amely harmadik fél átviteli- és elosztóhálózathoz való hozzáférést közzétett, minden feljogosított fogyasztóra vonatkozó tarifák alapján lehetővé teszi.
- A tagállam szabályozó hatóságnak egy vagy több illetékes testületet jelöl ki, amely(ek) teljes mértékben független a villamosenergia-ipar érdekeitől.
- A tagállam rendelkezhet úgy, hogy a szabályozó hatóság köteles a tagállam hatáskörrel rendelkező testületéhez formális döntéshozatalra benyújtani a tarifákat és módosításait.
- Megfelelő és hatékony mechanizmusok létrehozása, hogy elkerülhető legyen bármilyen piaci erőfölénnyel való visszaélés és felfaló magatartás.
- Ideiglenesen a szükséges biztonsági intézkedések megtétele, ha az energiapiacra hirtelen válság lép fel, vagy amikor személyek, készülékek, berendezések biztonsága vagy a hálózat integritása kerül veszélybe.
- Háromhavonként a Bizottság tájékoztatása a villamos energia importjáról.
- A tagállam hatályba lépteti a szükséges nemzeti jogszabályokat, hogy legkésőbb 2004. július 1-ig megfeleljen az irányelvnek, erről tájékoztatja a Bizottságot.

A szabályozó hatóság feladatai:

- Az ellátás biztonságának felügyelete.
- Verseny tárgyalási eljárás új kapacitások létesítésére: ennek szervezését, ellenőrzését és felügyeletét a szabályozó hatóság is elláthatja.
- Felelős a piac megkülönböztetéstől mentességért, a hatékony versenyért és a piac hatékony működéséért, különösen a következők felügyeletével:

- a rendszerösszekötő kapacitások irányítására és allokációjára vonatkozó szabályok;
 - bármely mechanizmusért, amely a tagállamon belül a villamosenergia-hálózaton keletkező szűk keresztmetszeteket kezeli;
 - az átviteli- és az elosztói rendszerirányítók által nyilvánosságra hozott információk;
 - az elszámolások tényleges szétválasztása;
 - az új villamosenergia-termelők hálózathoz történő csatlakozásának feltételei és tarifái;
 - az átláthatóság és a verseny mértéke.
- A szabályozó hatóságok felelősek legalább a nemzeti hálózathoz való csatlakozás és a hálózati hozzáférés feltételeinek, és a kiegyenlítő szolgáltatások nyújtása feltételeinek kidolgozásáért.
 - Bármely, egy átviteli- vagy elosztói rendszerirányítóval szemben panasszal élő fél a panaszait a szabályozó hatósághoz nyújthatja be, amely az ügyben vitarendező hatóságként eljárva a panasz beérkezését követő két hónapon belül döntést hoz, ez az időtartam két hónappal meghosszabbítható. A döntés kötelező érvényű mindaddig, amíg azt jogorvoslat alapján meg nem változtatják. Ha a panasz a nagyobb, új termelőlétesítmények csatlakozási tarifáira vonatkozik, a két hónapos időtartamot a szabályozó hatóság meghosszabbíthatja. Bármely érintett fél a döntés, vagy a döntéstervezet közzétételét követő két hónapon belül a döntés felülvizsgálatát kérheti. A kérelemnek nincs halasztó hatálya.

Az átviteli rendszerirányító feladatai:

- Versenytárgyalási eljárás új kapacitások létesítésére: Ha az átviteli rendszerirányító tulajdonosi értelemben teljes mértékben független az egyéb, nem az átviteli hálózattal kapcsolatos tevékenységektől, akkor kijelölhető ennek szervezésére, ellenőrzésére és felügyeletére.
- Biztosítja, hogy a hálózat hosszú távon képes legyen kielégíteni a villamos energia átvitelére vonatkozó ésszerű igényeket.
- Megfelelő átviteli kapacitás és a hálózat megbízhatóságának biztosításával hozzájárul az ellátás biztonságának fenntartásához.

- Szabályozza a hálózat energiaforgalmát, felelős azért, hogy a hálózat biztonságos, megbízható legyen, és hatékonyan üzemeljen, továbbá e vonatkozásban azért is, hogy biztosítsa az összes szükséges kiegészítő szolgáltatás rendelkezésre állását.
- Tartózkodik a rendszerhasználókkal vagy a rendszerhasználók csoportjaival szembeni megkülönböztetéstől.
- Ellátja a rendszerhasználókat azokkal az információkkal, amelyekre szükségük van a hálózathoz történő hatékony hozzáférés érdekében.

Az átviteli rendszerirányítók szétválasztása:

- Ha az átviteli rendszerirányító egy vertikálisan integrált vállalkozás része, legalább jogi forma, szervezeti, valamint döntéshozatali szempontból függetlennek kell lennie a nem az átvittel kapcsolatos, további tevékenységektől.
- Az átviteli rendszerirányító függetlenségének biztosítása érdekében a következő minimumkövetelményeket kell alkalmazni:
 - vállalati menedzsmentek szétválasztása;
 - szakmai érdekeinek figyelembevétele, a független cselekvés lehetőségének biztosítása;
 - az átviteli rendszerirányítónak tényleges, a vertikálisan integrált villamos-ipari vállalkozástól független döntéshozatali jogkörrel kell rendelkezni a hálózat üzemeltetéséhez, karbantartásához és fejlesztéséhez szükséges eszközöket illetően;
 - teljesítési program összeállítása, amely intézkedéseket határoz meg a megkülönböztető magatartás kizárása érdekében és biztosítja, hogy a program végrehajtását megfelelő módon ellenőrizték.

3. Függelék

Villamosenergia-piacnyitás Magyarországon

[GKM, 2004.], a szerző által módosítva

A magyarországi villamosenergia-piac megnyitását a Villamos energiáról szóló 2001. évi CX. törvény (VET) és annak végrehajtását biztosító másodlagos jogszabályok írják elő. A VET-et az akkor hatályos 96/92/EK irányelvvel összhangban alkotta meg az Országgyűlés. A 2003/54/EK irányelv előírásaival való összhangot több rendelet módosítása részben biztosította, a további szükséges változtatások a tervek szerint a VET módosításával lesznek átvezetve a magyar jogrendbe.

A magyar szabályozásról röviden:

A villamosenergia-piac 2003. január 1-jétől történő fokozatos megnyitásával párhuzamosan működik a versenypiac és a közüzemi piac. Kialakult a hálózatokhoz való átlátható és diszkriminációmentes hozzáférés. A független rendszerirányító, a Magyar Villamosenergia-ipari Rendszerirányító Rt. (a továbbiakban: MAVIR Rt.) 2003. január 1-jétől külön engedélyessé vált. A versenypiacra az egy telephelyen évi 6,5 GWh-nál többet fogyasztók léphettek ki. 2004. május végéig 85 fogyasztó vált meg a közüzemi szolgáltatóktól. Fogyasztásuk 6643 GWh/év, ami az országos fogyasztás 20%-a. A vonatkozó rendelet módosításával 2004. július 1-jétől a piacnyitás a fogyasztók 70%-ára terjed ki. A feljogosított fogyasztókat 15 – a Magyar Energia Hivatal által kiadott engedéllyel rendelkező – villamosenergia-kereskedő látja el. A villamosenergia-kereskedők és 6 feljogosított fogyasztó kért és kapott a villamos energia határon keresztüli szállítására engedélyt. A határkeresztező kapacitást a MAVIR Rt. 2003. áprilisa óta aukción értékesíti. A piacnyitás bővülését lassítja, hogy a versenypiacon a kínálat szűkös, mert az erőművek kapacitásait nagyrészt hosszú távú áramvásárlási szerződések keretei között a közüzemi nagykereskedő kötötte le. A szabad piaci villamos energia nagyobb részét az import tette ki.

Kettős modell, közüzemi szegmens és versenypiac:

A fogyasztók szemszögéből nézve *a villamosenergia-rendszer két részre osztott: a közüzemi fogyasztókat ellátó **közüzemi szegmens**, valamint a szabad piacra kilépő feljogosított fogyasztókat ellátó **versenypiac**.*

Közüzemi szegmens:

Közüzemi fogyasztónak minősül automatikusan valamennyi még nem feljogosított fogyasztó, illetve saját döntése alapján bármely feljogosított fogyasztó (aki nem akar élni a feljogosítás adta lehetőséggel vagy visszalép a közüzembe). Közüzemi fogyasztót csak a területileg illetékes közüzemi szolgáltató (a korábbi áramszolgáltató) láthat el villamos energiával államilag meghatározott áron és minőségben. A közüzemi szolgáltató a közüzemi fogyasztó ellátásához szükséges villamos energiát nagyrészt csak a közüzemi nagykereskedőtől szerezheti be.

A termelőktől nagyjából a közüzemi nagykereskedő vásárolja – jelentős mértékben hosszú távú szerződések keretében – a közüzemi fogyasztók ellátásához szükséges villamos energiát, a kiserőművek által termelt villamos energia vásárlását ugyanakkor átengedi a közüzemi szolgáltatóknak. A közüzemi nagykereskedőnek kizárólagos joga és kötelessége a közüzemi végfelhasználókat ellátó közüzemi szolgáltatók ellátása.

Versenypiac:

A feljogosított fogyasztók villamosenergia-kereskedőktől, illetve termelőktől vásárolhatják a villamos energiát, vagy határon túlról importálhatják. A közüzemi szektorban ténykedő (közüzemi fogyasztókat ellátó) társaságok (közüzemi szolgáltató és közüzemi nagykereskedő) nem tevékenykedhetnek a versenyszektorban, így nem értékesíthetnek villamos energiát a feljogosított fogyasztóknak.

A közüzemi szolgáltatás és az elosztó hálózat üzemeltetése külön engedélyek alapján jelenleg ugyanazon gazdasági társaságok keretében történik. A két tevékenység egymástól számvitelileg (szervezetileg nem) szétválasztott.

Versenypiaci kereskedők kizárólag önálló gazdasági társaságok lehetnek.

Versenyeztetési és engedélyezési eljárás új kapacitás létesítésére:

Az 50 MW és ezt meghaladó teljesítményű erőművek létesítéséhez a Magyar Energia Hivataltól engedélyt kell kérni, az 1 MW-nál nagyobb, de 50 MW-ot el nem érő teljesítményű erőművek létesítését pedig be kell jelenteni a Hivatalnak. Az engedélyezés feltételeit, annak objektivitását, átláthatóságát és megkülönböztetéstől való mentességét jogszabályok biztosítják. Az engedélyezés eljárásrendje, követelményrendszere túlnyomó részben megfelel az 54/2003 EK Irányelvben előírt szempontoknak. A VET alapján a Magyar Energia Hivatal erőmű-létesítési pályázatot

írhat ki, amennyiben az országban rendelkezésre álló kapacitás hosszú távon nem képes kielégíteni a fogyasztók várható villamosenergia-igényét. A VET felhatalmazást ad a Kormány részére, hogy a pályázat kiírásának módját és feltételeit rendeletben szabályozza.

A hálózathoz való hozzáférés szabályai, tarifái:

Az átviteli és az elosztó hálózathoz való diszkriminációmentes hozzáférést a VET minden rendszerhasználó részére biztosítja. Kimondja azt is, hogy a hálózathoz való hozzáférést objektív, átlátható módon, hátrányos megkülönböztetés alkalmazása nélkül tagadhatja csak meg a rendszerirányító a törvényben meghatározott esetekben és a megtagadást minden esetben indokolni kell. A hozzáférés megtagadása esetén a Magyar Energia Hivatalhoz lehet fordulni állásfoglalásért. A rendszerhez való hozzáférés díjait, valamint az árképzés és áralkalmazás részletes szabályait a gazdasági és közlekedési miniszter rendeletben állapítja meg. Az árképzés és áralkalmazás részletes szabályait a Magyar Energia Hivatal készíti elő.

A fogyasztók feljogosításának mértéke:

A feljogosított fogyasztók körének és a feljogosítás ütemének megállapítására a VET a Kormánynak ad felhatalmazást. A villamosenergia-fogyasztók feljogosításáról rendelkező 181/2002. (VIII. 23.) Korm. rendeletnek megfelelően elsőként 2003. január 1-jét követően választási lehetőséget kapott minden fogyasztó, akinek éves villamosenergia-fogyasztása egy telephelyen mérve meghaladja a 6,5 GWh-t. Az új fogyasztók, ha várható éves villamosenergia-fogyasztásuk meghaladja a 6,5 GWh-t és a hálózati engedéllyessel legalább 1,3 MVA rendelkezésre álló teljesítményre kötöttek csatlakozási szerződést, a közvilágítás villamosenergia-fogyasztása tekintetében, annak mértékéig az önkormányzatok, továbbá az önkormányzatok a közfeladatuk ellátása tekintetében, amennyiben az éves villamosenergia-fogyasztásuk eléri a 6,5 GWh-t. Ezt a fogyasztói kört az új jogszabályok 2004. július 1-jei hatállyal kiterjesztik a nem lakossági fogyasztók teljes körére. A jogszabály módosítás eredményeképpen a fogyasztói igény 67%-át képviselő valamennyi nem lakossági végső fogyasztó lehetőséget kap szolgáltató-váltásra (vagy a közüzemben maradásra) 2004. július 1-jétől.

Határon keresztül történő szállítás:

Tevékenység folytatására kiadott engedély alapján határon keresztül villamos energiát ki- és beszállíthat a villamosenergia-kereskedő, a rendszerszintű szolgáltatások beszerzése érdekében és mértékéig a rendszerirányító, a közüzemi tevékenysége ellátásához a közüzemi nagykereskedő, továbbá saját fogyasztási céljára a feljogosított fogyasztó.

Rendszerirányítás:

A VET létrehozta a független rendszerirányító intézményét és ennek feladatait a kizárólag erre a célra létrehozott részvénytársaság (MAVIR Rt.) látja el. A független rendszerirányító felelős a villamosenergia-rendszer – beleértve a nemzetközi kapcsolatokat is – irányításáért és üzemvitelének biztonságáért. Tevékenysége kiterjed a villamosenergia-rendszer üzemvitelének biztosításával összefüggő feladatok ellátására: a rendszerszintű szolgáltatások, a nemzetközi összeköttetések rendelkezésre állásának, valamint az erőművek biztonságos, környezetkímélő működésének biztosítására. Jogszabály írja elő a rendszerirányító részére azt, hogy más villamosenergia-ipari tevékenységet nem folytathat, ezzel biztosítva függetlenségét az iparágtól jogi, szervezeti értelemben egyaránt.

A villamosenergia-árak szabályozása:

A villamosenergia-végfelhasználók 2002. végéig olyan országosan egységes tarifarendszer alapján vásárolták a villamos energiát, ahol nem került szétválasztásra a villamos energia, mint termék és a rendszerhasználati szolgáltatások, így ezek a díjtételek magukban foglalták a rendszerhasználat (beleértve a hálózatok, a rendszerirányítás és a rendszerszintű szolgáltatások) költségeit is.

A hatósági árrendszer jelentős változása következett be 2003. január 1-jével, amikor hatályba lépett a VET és a szétválasztott rendszerhasználati díjakat megállapító miniszteri rendelet, amely megteremtette a piacnyitás egyik alapvető feltételét, a természetes monopolhelyzetben lévő infrastruktúrához való átlátható, diszkriminációmentes hozzáférés lehetőségét. Ezen rendelet a villamos energia átvitel, elosztás, rendszerirányítás és rendszerszintű szolgáltatások hatósági díjait és az ezekkel kapcsolatos egyéb szabályokat tartalmazza. Ezeket a díjakat a feljogosított fogyasztók is megfizetik.

A közüzemi fogyasztók részére – a korábbiakkal azonos struktúrában – fennmaradt a közüzemi végfelhasználói tarifarendszer, amely továbbra is hatósági ármegállapítás alá tartozik.

2004. január 1-vel a főbb erőművek egyedi villamos energia árainak hatósági jellege is megszűnt. A megtermelt villamos energia ára szabadárassá vált, az árakat az erőmű és a vevő közötti szerződések, illetve a hosszú távú szerződések határozzák meg. A kapcsolt villamos energia, illetve a villamos energiát megújuló energiából termelő erőművek esetén egy egyedi szabályozó rendszer, a „kötelező átvétel” intézménye működik (hatósági árakkal).

A szabadpiaci szegmens arányának az alakulása a villamosenergia-piacon:

A kormányrendelet első lépésként a hazai villamosenergia-felhasználás 33-35 százalékáig nyitotta meg az árampiacot, majd 2004. július 1-jétől minden nem lakossági fogyasztó számára is biztosította a szabad vásárlás lehetőségét, összhangban az Európai Parlament és a Tanács 2003. június 26-i 2003/54/EK, a villamos energia belső piacára vonatkozó közös szabályokról szóló Irányelvével. A kétlépcsős feljogosítás hozzávetőlegesen háromszázötvenezer fogyasztó számára biztosítja a versenypiacra lépés lehetőségét. Az első év élénk piaci mozgásokat hozott.

2003. május hónap végére a feljogosított fogyasztók száma 22-re bővült, június végére meghaladta a 40-et. 2004. május végére összesen 85 feljogosított fogyasztó lépett ki a versenypiacra, amelyek fogyasztása éves szinten 6 643 GWh, ami az ország összes villamosenergia-fogyasztásának 20%-a.

2004. július 1-jétől, a nem lakossági fogyasztók teljes körű feljogosítása megsokszorozza a potenciálisan piacra lépők számát. A feljogosított fogyasztók jelentős része azonban olyan, alapvetően kisfogyasztó, ahol nem gazdaságos a távleolvasható fogyasztásmérés kialakítása. Ezen fogyasztók kezelésére a terhelési profilon alapuló mérés és elszámolás költséghatékony lehetőséget biztosít a versenypiacon történő részvételre.

Átállási költségek:

A liberalizációt megelőzően a közüzemi nagykereskedő volt felelős az összes belföldi fogyasztó ellátásához szükséges villamos energia beszerzéséért. A belföldi fogyasztás kielégítése érdekében a közüzemi nagykereskedő (15-20 évre szóló) hosszú távú szerződéseket kötött hazai termelőkkel. Az átállási költségek forrásai a hosszú távú

áramvásárlási szerződések. A piacnyitást követően a feljogosított fogyasztóknak lehetőségük nyílik kilépni a közüzemi szektorból, és alternatív forrásból beszerezni a villamos energiát. Mivel a közüzemi nagykereskedő nem kaphat kereskedői engedélyt, vagyis nem értékesíthet villamos energiát feljogosított fogyasztók részére, ezért a közüzemből kilépett fogyasztók fogyasztásával csökkentenie kell portfólióját. Ezt kétféleképpen teheti meg: csökkenti a hosszú távú szerződésekben lekötött mennyiséget (újrátárgyalja a szerződéseit), vagy a feleslegessé váló lekötött mennyiséget aukció segítségével értékesíti. Az átállási költségkompenzáció a hosszú távú szerződések újrátárgyalásából, vagy az aukción történő értékesítésből származó veszteség kompenzálására ad lehetőséget.

Az átállási költségek kompenzálásához szükséges összeget a rendszerirányítási díjba beépített átállási költség díjelem finanszírozza, vagyis a kompenzáció forrása a villamosenergia-fogyasztásra kivetett adó jellegű tétel. Az átállási költség kifizetése éves bontásban, összegének meghatározása a ténylegesen felmerült költségek alapján történik. Átállási költség az 1999. augusztus 18. előtt megkötött hosszú távú szerződések esetében érvényesíthető, legfeljebb 2010. december 31-ig.

Az összeget a Magyar Energia Hivatal felügyelete mellett a rendszerirányító elkülönítetten kezeli.

A megújuló energia felhasználásával, a hulladékból nyert energiából, valamint a hőenergiával kapcsolatosan termelt villamos energia támogatása:

A környezetvédelmi követelmények érvényesítése és a felhasznált energiaforrások bővítése érdekében a VET előírja a megújuló energiaforrás és a hulladék, mint energiaforrás felhasználásának támogatását. A megújuló energiaforrások felhasználásával, a hulladékból nyert energia hasznosításával, valamint a kapcsolt energiatermelő létesítményekben értékesítésre termelt villamos energiára vonatkozó átvételi kötelezettséget, és a kapcsolódó hatósági árakat az 56/2002. (XII. 29.) GKM rendelet írta elő. A kapcsoltan termelő létesítmények közül a 0,1 MW fölötti teljesítményű, éves szinten a 65%-ot meghaladó energetikai hatásfokú termelők esetében volt garantált a villamos energia átvétele legalább a közüzemi nagykereskedelmi áron, míg a 0,1-50 MW teljesítőképesség közötti távhő célú termelők számára havi 65%-nál nagyobb energetikai hatásfok esetén a garantált átvételi ár a közüzemi nagykereskedelmi áron felül kiegészítő támogatást (ún. KÁP-ot) is tartalmaz (e kiegészítő támogatás a 6 – 50 MW közötti, nem távhő célú termelők számára nem

jár). E támogatási alap kezelője a MAVIR Rt., forrása pedig a MAVIR Rt. éves indokolt költségeként a rendszerirányítási díjban beszédett, a Magyar Energia Hivatal által a KÁP céljára elismert pénzösszeg. A kötelező átvétel kapcsán 2003-ban mintegy 9 Mrd Ft KÁP került kifizetésre.

A rendelet 2003-ban és 2004-ben módosult, s a kapcsolt energiatermelés támogatásának újraszabályozása az EU kapcsolt hő- és villamosenergia-termelésre vonatkozó 2004/8/EK irányelve figyelembevételével 2004-2005 során megtörténik.

4. Függelék
Az Európai Parlament és a Tanács 1228/2003/EK rendelete
(2003. június 26.)

a villamos energia határokon keresztül történő kereskedelme esetén alkalmazandó
hálózati hozzáférési feltételekről
(EGT vonatkozású szöveg)
[EP, EC, 2003.c]

AZ EURÓPAI PARLAMENT ÉS AZ EURÓPAI UNIÓ TANÁCSA,
tekintettel az Európai Közösséget létrehozó szerződésre, és különösen annak 95.
cikkére,
tekintettel a Bizottság javaslatára¹⁶⁹,
tekintettel az Európai Gazdasági és Szociális Bizottság véleményére¹⁷⁰,
a Régiók Bizottságával folytatott konzultációt követően,
a Szerződés 251. cikkében megállapított eljárásnak megfelelően¹⁷¹,
mivel:

- (1) A villamos energia belső piacára vonatkozó közös szabályokról szóló, 1996. december 19-i 96/92/EK európai parlamenti és a tanácsi irányelv¹⁷² jelentős mértékben hozzájárult a villamos energia belső piacának megteremtéséhez.
- (2) Az Európai Tanács 2000. március 23-24-i lisszaboni ülésén gyors munkára szólított fel a belső piac megteremtésének befejezéséhez mind a villamosenergia-, mind a gázágazatban, valamint kérte ezen ágazatok liberalizációjának felgyorsítását egy teljesen működőképes belső piac kialakításának céljából.
- (3) A villamos energia kereskedelmének intenzívebbé tétele révén elő kell segíteni egy valódi belső villamosenergia-piac létrejöttét, amely a gazdaság más ágazataival összehasonlítva jelenleg kevésbé fejlett.
- (4) A strukturálisan hasonló területeken hatékonyan működő átviteli rendszerirányítók összehasonlításának figyelembevételével, és a 96/92/EK irányelv rendelkezéseinek kiegészítésével méltányos, a költségeket tükröző, átlátható és közvetlenül alkalmazható szabályokat kell bevezetni a határokon átnyúló díjszabás és a rendelkezésre álló rendszerösszekötő kapacitások felosztása vonatkozásában, annak érdekében, hogy az átviteli hálózatokhoz tényleges hozzáférést lehessen biztosítani a határokon átnyúló ügyletek céljából.
- (5) A 2000. május 30-i Energiatanács következtetéseiben felkérte a Bizottságot, a tagállamokat, a nemzeti szabályozó hatóságokat és igazgatási szerveket, hogy biztosítsák a szűk keresztmetszeteket kezelő intézkedések kellő időben történő végrehajtását, továbbá közösen az Európai Átviteli Rendszerirányítók Szövetségével (European Transmission System Operators — ETSO) gyors ütemben vezessenek be egy stabil, hosszabb távon alkalmazható díjszabási rendszert, amely megfelelő költségallokációs jelzéseket szolgáltat a piaci szereplőknek.
- (6) Az Európai Parlament a Bizottság második, az energiapiacok liberalizációjának állapotáról szóló jelentéséről szóló, 2000. július 6-i állásfoglalásában arra szólított fel, hogy a hálózat használatára olyan feltételeket teremtsenek a tagállamokban, amelyek

¹⁶⁹ HL C 240 E., 2001.8.28., 72. o. és HL C 227 E., 2002.9.24., 440. o.

¹⁷⁰ HL C 36., 2002.2.8., 10. o.

¹⁷¹ Az Európai Parlament 2003. március 13-i véleménye (HL C 47 E., 2003.2.27., 379. o.), a Tanács 2003. február 3-i közös álláspontja (HL C 50 E., 2003.3.4., 1. o.) és az Európai Parlament 2003. június 4-i határozata (a Hivatalos Lapban még nem tették közzé).

¹⁷² HL L 27., 1997.1.30., 20. o.

nem akadályozzák a villamos energia határokon keresztül történő kereskedelmét, valamint felszólította a Bizottságot, hogy pontosan meghatározott javaslatokat terjesszen elő a Közösségen belüli kereskedelem létező akadályainak lebontása érdekében.

(7) Fontos, hogy az európai villamosenergia-rendszer részét képező harmadik országok eleget tegyenek az e rendeletben meghatározott előírásoknak és a rendelet szerint elfogadott iránymutatásoknak annak érdekében, hogy hatékonyabbá tegyék a belső piac működését.

(8) E rendeletnek a díjszabásra és a kapacitásfelosztásra vonatkozó alapelveket kell megállapítania, ugyanakkor biztosítva a további, idevágó elveket és módszereket részletező iránymutatások elfogadását annak érdekében, hogy lehetővé tegye a gyors alkalmazkodást a változó körülményekhez.

(9) Nyitott versenypiacon a hálózaton határkeresztező villamosenergia-áramlásokat befogadó átviteli rendszerirányítóknak a felmerülő költségeikért megfelelő ellentételezést kell kapniuk azon átviteli rendszerirányítóktól, akiknek hálózatából a határkeresztező villamosenergia-áramlás ered, illetve akiknek hálózatában végződik.

(10) Az átviteli rendszerirányítók közötti ellentételezésből eredő ki- és befizetések az országos hálózati díjak kialakításakor figyelembe kell venni.

(11) A határkeresztező hálózati hozzáférésért fizetendő tényleges összeg számottevően változhat, az érintett átviteli rendszerirányítóktól függően, valamint a tagállamokban alkalmazott díjszabási rendszer struktúrájában meglévő különbségek eredményeként. Ezért a kereskedelem torzulásának elkerülése érdekében szükséges bizonyos fokú harmonizáció.

(12) Megfelelő, hosszú távú területi jelzések rendszerére van szükség, amely azon elvre épül, hogy a hálózati hozzáférési díjak szintjeinek tükrözniük kell az érintett régió termelésének és fogyasztásának egyensúlyát, a termelők és/vagy fogyasztók hálózati hozzáférési díjai közötti különbségtétel alapján.

(13) Nem lenne megfelelő távolságfüggő díjakat vagy — feltéve, hogy vannak megfelelő területi jelzések — különleges díjakat alkalmazni, amelyeket csak az exportőrök vagy importőrök fizetnének a belföldi hálózat általános hozzáférési díján felül.

(14) A belső piacon kialakuló valódi verseny előfeltétele a megkülönböztetéstől mentes és átlátható hálózathasználati díj, beleértve az átviteli hálózat rendszerösszekötő távvezetékeinek használatát is. E távvezetékek rendelkezésre álló kapacitását a biztonságos hálózatüzemeltetés biztonsági szabványainak megfelelő legmagasabb szintben kell meghatározni.

(15) Fontos kiküszöbölni a verseny azon torzulásait, amelyek a tagállamokban az átviteli rendszerirányítók által alkalmazott biztonsági, üzemeltetési és tervezési szabványok különbségéből fakadnak. Ezenkívül a piaci szereplők számára legyenek átláthatóak a rendelkezésre álló átviteli kapacitásokra vonatkozó információk, valamint azon biztonsági, üzemeltetési és tervezési szabványok, amelyek befolyásolják a rendelkezésre álló átviteli kapacitásokat.

(16) Szabályokat kell alkotni a szűk keresztmetszeteket kezelő eljárásokból származó bevételek felhasználásáról, hacsak a rendszerösszekötő különleges jellege nem indokolja a mentességet e szabályok alól.

(17) Lehetővé kell tenni a szűk keresztmetszetek különböző módokon történő kezelését, amennyiben az alkalmazott módszerek pontos gazdasági jelzéseket adnak az átviteli rendszerirányítók és a piaci szereplők számára, és amennyiben azok piaci mechanizmusokon alapulnak.

(18) A belső piac zavartalan működése érdekében olyan eljárások kidolgozásáról kell rendelkezni, amelyek lehetővé teszik, hogy a Bizottság többek között a díjszabásra és a kapacitásfelosztásra vonatkozó határozatokat és iránymutatásokat fogadjon el, biztosítva egyúttal a tagállamok szabályozó hatóságainak bevonását e folyamatba, adott esetben európai szövetségükön keresztül. A szabályozó hatóságok, a tagállamok más érintett hatóságaival együtt, fontos szerepet játszanak a belső villamosenergia-piac megfelelő működésének elősegítésében.

(19) A tagállamok és az illetékes nemzeti hatóságok számára elő kell írni, hogy a Bizottságnak a tárgyhoz tartozó információkat szolgáltatassanak. Ezen információkat a Bizottság bizalmasan kezeli. Amennyiben szükséges, a Bizottság a vonatkozó információkat kérheti közvetlenül az érintett vállalkozásoktól is, feltéve, hogy az illetékes nemzeti hatóságokat erről tájékoztatja.

(20) A nemzeti szabályozó hatóságoknak gondoskodniuk kell az e rendeletben szereplő szabályok és az e rendelet alapján elfogadott iránymutatások betartásáról.

(21) A tagállamoknak szabályokat kell megállapítaniuk az e rendelet rendelkezéseinek megsértése esetén alkalmazandó szankciókról, és biztosítaniuk kell ezek végrehajtását. E szankcióknak hatékonyaknak, arányosaknak és visszatartó erejűeknek kell lenniük.

(22) Mivel a tervezett intézkedés céljait, nevezetesen a villamos energia határokon keresztül történő kereskedelmére vonatkozó összehangolt keretrendszer létrehozását a tagállamok nem tudják megvalósítani, és ezért az intézkedés terjedelme és hatása miatt az közösségi szinten jobban megvalósítható, a Közösség a Szerződés 5. cikkében megállapított szubsidiaritási elvvel összhangban intézkedéseket fogadhat el. Összhangban az említett cikkben meghatározott arányossági elvvel, e rendelet nem lépheti túl a célkitűzések eléréséhez szükséges mértéket.

(23) Az e rendelet végrehajtásához szükséges intézkedéseket a Bizottságra ruházott végrehajtási hatáskörök gyakorlására vonatkozó eljárások megállapításáról szóló, 1999. június 28-i 1999/468/EK tanácsi határozattal¹⁷³ összhangban kell elfogadni,

1. cikk

Tárgy és hatály

E rendelet célja, hogy méltányos szabályokat állapítson meg a villamos energia határokon keresztül történő kereskedelmére vonatkozóan, elősegítve ezzel a versenyt a belső villamosenergia-piacon, figyelembe véve a nemzeti és a regionális piacok sajátosságait is. Ebből következik, hogy határkeresztező villamosenergia-forgalomra alkalmazható ellentételezési mechanizmust kell létrehozni, valamint összehangolt elveket kell kialakítani a határkeresztező átvitel díjaira és a nemzeti átviteli hálózatok közötti rendszerösszekötők kapacitásának felosztására.

2. cikk

Fogalommeghatározások

(1) E rendelet alkalmazásában a villamos energia belső piacára vonatkozó közös szabályokról, és a 96/92/EK irányelv hatályon kívül helyezéséről szóló, 2003. június 26-i 2003/54/EK európai parlamenti és tanácsi irányelv¹⁷⁴ 2. cikkében található fogalommeghatározásokat kell alkalmazni, a „rendszerösszekötő” meghatározásának kivételével, amely helyébe a következő meghatározás lép:

¹⁷³ HL L 184., 1999.7.17., 23. o.

¹⁷⁴ Lásd ennek a Hivatalos Lapnak a 37. oldalát.

a „rendszerösszekötő” azon átviteli vezetékét jelenti, amely tagállamok közötti határt keresztez, vagy ilyen határon ível át, és a tagállamok nemzeti átviteli hálózatait köti össze;

(2) A következő meghatározásokat szintén alkalmazni kell:

- a) a „szabályozó hatóságok” a 2003/54/EK irányelv 23. cikke (1) bekezdésében említett szabályozó hatóságok;
- b) a „határkeresztező áramlás” a villamos energia olyan fizikai áramlása egy tagállam átviteli hálózatán, amely a tagállam határain túli energiatermelők és -fogyasztók tevékenységének a tagállam átviteli hálózatára gyakorolt hatásának eredményeként jön létre. Ha két vagy több tagállam átviteli hálózata, csupán a 3. cikkben említett átviteli rendszerirányítók (TSO-k) közötti ellentételezési mechanizmus céljából, részben vagy egészben egy szabályozási zóna részét képezi, a szabályozási zóna egészét az egyik érintett tagállam átviteli hálózata részének kell tekinteni azért, hogy az egy szabályozási zónán belüli áramlást ne lehessen határkeresztező áramlásnak tekinteni, és a 3. cikk szerinti ellentételező kifizetésre ne kerüljön sor. Az érintett tagállamok szabályozó hatóságai dönthetik el, hogy a szabályozási zóna egészét melyik érintett tagállamhoz tartozónak tekintik;
- c) a „szűk keresztmetszet” olyan helyzetet jelent, amikor a nemzeti átviteli hálózatok közötti rendszerösszekötő nem képes továbbítani a teljes, a piaci szereplők által igényelt nemzetközi kereskedelemről fakadó fizikai áramlást a rendszerösszekötők és/vagy az érintett nemzeti átviteli hálózatok kapacitáshiánya miatt;
- d) villamos energia „bejelentett kivitele” az egyik tagállamból a villamos energia szerződéses meg egyezésen alapuló olyan elszállítása, amelyhez egyidejűleg egy másik tagállamban vagy harmadik országban megfelelő vételezés („bejelentett behozatal”) kapcsolódik;
- e) villamos energia „bejelentett tranzitja” a „bejelentett kivitel” kapcsán előálló körülmény, amikor az ügylet számára kijelölt szállítási útvonal érint egy országot, ahol nem kerül sor az ügylettel összefüggésben sem villamos energia elszállítására, sem megfelelő egyidejű vételezésre;
- f) villamos energia „bejelentett behozatala” egy tagállamban vagy harmadik országban olyan villamosenergia-vételezés, amely egy időben történik a villamos energia elszállításával („bejelentett kivitel”) egy másik tagállamból;
- g) az „új rendszerösszekötő” olyan rendszerösszekötő, amely e rendelet hatálybalépésekor még nem készült el.

3. cikk

Az átviteli rendszerirányítók közötti ellentételezési mechanizmus

(1) Az átviteli rendszerirányítók ellentételezésben részesülnek az átviteli hálózaton befogadott határkeresztező villamosenergia-áramlás költségeiért.

(2) Az (1) bekezdésben említett ellentételezést azon nemzeti átviteli rendszerirányítók fizetik, ahonnan a határkeresztező áramlások erednek, illetve ahol az áramlások végződnek.

(3) Az ellentételező kifizetéseket szabályos időközönként teljesítik egy adott múltbeli időszak tekintetében. Adott esetben a kifizetett ellentételezés utólagos módosítására akkor kerül sor, ha a ténylegesen felmerült költségek kimutatása végett szükséges.

Az első olyan időszakot, amely után ellentételezés fizetendő, a 8. cikkben említett iránymutatásokban határozzák meg.

(4) A 13. cikk (2) bekezdésében említett eljárással összhangban eljárva a Bizottság dönt az ellentételezésként fizetendő összegekről.

(5) A befogadott határkeresztező áramlások nagysága és azon határkeresztező áramlások nagysága, amelyeket úgy minősítenek, hogy országos átviteli hálózatokból erednek és/vagy ott végződnek, egy adott időszakban ténylegesen mért villamos energia fizikai áramlás alapján határozandó meg.

(6) A határkeresztező áramlás befogadásából eredő költségeket a hosszú távú, előretekintő átlagos költségnövekmény alapján kell megállapítani, figyelembe véve a veszteségeket, az új infrastruktúrával kapcsolatos beruházást, a meglévő infrastruktúra költségeinek megfelelő arányos részét, amennyiben az infrastruktúrát a határkeresztező áramlás átvitelére használják, különös figyelemmel az ellátás biztonságának garantálására. A felmerült költségek megállapításához elfogadott egyeztetett költségszámítási módszereket kell alkalmazni. Azon előnyöket, amelyek abból származnak, hogy a hálózat határkeresztező áramlást fogad be, figyelembe kell venni a kapott ellentételezés csökkentése végett.

4. cikk

Hálózati hozzáférési díjak

(1) A hálózati rendszerirányítók által a hálózati hozzáférés tekintetében alkalmazott díjaknak átláthatóknak kell lenniük, figyelembe kell venniük a hálózati biztonsági követelményeket, és tükrözniük kell a ténylegesen felmerült költségeket, amennyiben megfelelnek egy hatékonyan működő és szerkezetileg hasonló hálózati rendszerirányító díjainak és megkülönböztetéstől mentesen alkalmazzák őket. A díjak nem lehetnek távolságfüggők.

(2) A termelőktől és a fogyasztóktól („terhelés”) egyaránt kérhető hálózati hozzáférési díj. A teljes hálózati hozzáférési díj termelőket terhelő hányada, attól függően, hogy szükség van-e megfelelő és hatékony területi jelzések szolgáltatására, alacsonyabb, mint a fogyasztókat terhelő hányad. Adott esetben a termelőkre és/vagy fogyasztókra alkalmazott díjak szintjének európai szintű területi jelzéseket kell szolgáltatnia, figyelembe véve a hálózati veszteségeket és az okozott szűk keresztmetszetet, továbbá az infrastrukturális beruházási költségeket. Ez nem akadályozza meg a tagállamokat abban, hogy területükön belül saját jelzéseket adjanak, vagy olyan mechanizmusokat alkalmazzanak, amelyek biztosítják, hogy a fogyasztók („terhelés”) által viselt díjak egységesek legyenek egész területükön.

(3) A hálózati hozzáférési díjak meghatározásakor figyelembe kell venni:

- az átviteli rendszerirányítók közötti ellentételezési mechanizmus ki- és befizetéseit;
- a ténylegesen teljesített ki- és befizetéseket, csakúgy, mint az előző időszakok adatai alapján a jövőbeni időszakokra becsült kifizetéseket.

(4) Megfelelő és hatékony területi jelzések meglétét feltételezve, a (2) bekezdéssel összhangban a termelők és fogyasztók hálózati hozzáférési díjait a villamosenergia-áramlás származási, illetve célországaitól függetlenül kell alkalmazni, az alapul szolgáló kereskedelmi szerződésnek megfelelően. Ez nem érinti a 6. cikkben említett szűk keresztmetszet kezeléséből származó bejelentett kivitelre és behozatalra vonatkozó díjakat.

(5) A villamos energia bejelentett tranzitjára vonatkozó egyedi ügyletekre nem szabad külön hálózati díjakat alkalmazni.

5. cikk

A rendszerösszekötő kapacitásokról szolgáltatandó információk

- (1) Az átviteli rendszerirányítóknak koordinációs és információcserére vonatkozó eljárásokat kell létrehozniuk, hogy biztosítsák a hálózatok biztonságát a szűk keresztmetszet kezelése szempontjából.
- (2) Az átviteli rendszerirányítók által használt biztonsági, üzemviteli és tervezési szabványokat nyilvánosságra kell hozni. A nyilvánosságra hozott információk tartalmazzák a teljes átviteli kapacitás (total transfer capacity — TTC) és az átviteli megbízhatósági tartalék (transmission reliability margin — TRM) számításához használt — a hálózat elektromos és fizikai tulajdonságai alapján meghatározott — általános módszert. E számítási módokat a szabályozó hatóságoknak jóvá kell hagyniuk.
- (3) Az átviteli rendszerirányítóknak közzé kell tenniük a rendelkezésre álló átviteli kapacitásokra (available transfer capacity — ATC) vonatkozó becsléseket minden napra vonatkozóan, feltüntetve a már lefoglalt rendelkezésre álló kapacitásokat is. Ezen információkat meghatározott időszakonként kell közzétenni a szállítás napja előtt, és mindenképpen tartalmazniuk kell heti és havi előzetes becsléseket, valamint a rendelkezésre álló kapacitás várható megbízhatóságának mennyiségi megjelölését.

6. cikk

A szűk keresztmetszet kezelésének általános elvei

- (1) A szűk hálózati keresztmetszet problémáira megkülönböztetéstől mentes, piaci alapú megoldásokat kell alkalmazni, amelyek hatékony gazdasági jelzéseket szolgáltatnak a piaci szereplőknek és az érintett átviteli rendszerirányítóknak. A szűk hálózati keresztmetszet problémáit lehetőleg tranzakciófüggetlen módszerekkel kell megoldani, azaz olyan módszerekkel, amelyek nem az egyes piaci szereplők szerződéseinek közötti különbségtételen alapulnak.
- (2) Az ügyletek csökkentésével járó eljárásokat csak veszélyhelyzet esetén szabad alkalmazni, amikor az átviteli rendszerirányítónak gyorsan és hatékonyan kell cselekednie, és a kapacitások újrateherelosztása vagy ellentétes irányú kereskedelmi megoldások alkalmazása nem lehetséges. Minden ilyen eljárást megkülönböztetéstől mentesen kell alkalmazni.
Azon piaci szereplőket, akik számára kapacitást osztottak fel, minden csökkentésért ellentételezni kell, a vis maior esetek kivételével.
- (3) A rendszerösszekötők és/vagy a határkeresztező áramlásokat érintő átviteli hálózatok legnagyobb kapacitását — a biztonságos hálózatüzemeltetési szabályok betartása mellett — a piaci szereplők számára hozzáférhetővé kell tenni.
- (4) A piaci szereplők az érintett fizikai szállítás időpontját megelőzően kellő időben tájékoztatják az érintett átviteli rendszerirányítókat arról, hogy fel kívánják-e használni a lekötött kapacitásokat. Minden lekötött, de fel nem használt kapacitást újra fel kell ajánlani a piaci résztvevőknek, nyílt, átlátható és megkülönböztetéstől mentes módon.
- (5) Az átviteli rendszerirányítóknak, amennyire ez műszakilag lehetséges, a szűk keresztmetszetű rendszerösszekötő távvezetékeken nettósítani kell minden ellenkező irányú áramlást annak érdekében, hogy a távvezetéknek legnagyobb kapacitáson lehessen felhasználni. A hálózat biztonságának legteljesebb figyelembe vétele mellett a szűk keresztmetszeten enyhítő ügyleteket soha nem szabad visszautasítani.
- (6) A rendszerösszekötő kapacitások felosztásából származó minden bevételt a következő célok közül egyre vagy többre használják fel:
 - a) a lekötött kapacitások tényleges rendelkezésre állásának biztosítása;

- b) a rendszerösszekötő kapacitások fenntartására vagy növelésére fordított hálózati beruházások;
- c) a szabályozó hatóságok által figyelembe veendő bevételként a hálózati díjak számítási módszereinek jóváhagyásakor és/vagy annak megállapításakor, hogy szükséges-e a díjak módosítása.

7. cikk Új rendszerösszekötők

- (1) Az új egyenáramú rendszerösszekötőket kérelemre mentesíthetik e rendelet 6. cikke (6) bekezdésének, valamint a 2003/54/EK irányelv 20. cikkének, továbbá 23. cikke (2), (3) és (4) bekezdésének rendelkezései alól, a következő feltételek mellett:
 - a) a beruházás fokozza a versenyt a villamosenergia-ellátás terén;
 - b) a beruházás kockázata akkora, hogy a beruházás nem valósulna meg a mentesség nélkül;
 - c) a rendszerösszekötő olyan természetes vagy jogi személy tulajdonában áll, aki vagy amely legalább jogi formájában független azon rendszerirányítóktól, amelyek hálózataiban a rendszerösszekötő megépül;
 - d) díjakat rónak ki a rendszerösszekötő használóira;
 - e) a 96/92/EK irányelv 19. cikkében említett részleges piacnyitás óta a rendszerösszekötő tőke vagy üzemeltetési költségének semmilyen része nem térült meg a rendszerösszekötők által összekapcsolt átviteli vagy elosztóhálózatok használati díjainak egyetlen eleméből sem;
 - f) a mentesség nem károsítja a versenyt vagy a villamos energia belső piacának hatékony működését, sem azon szabályozott rendszer hatékony működését, amelyhez a rendszerösszekötő kapcsolódik.
- (2) Kivételes esetekben az (1) bekezdést váltóáramú rendszerösszekötőkre is alkalmazni kell, feltéve hogy a szóban forgó beruházás költsége és kockázata különösen magas két másik, szomszédos országos átviteli hálózatot összekötő váltóáramú rendszerösszekötő általában felmerülő költségeivel és kockázataival összehasonlítva.
- (3) Az (1) bekezdést meglévő rendszerösszekötők kapacitásának jelentős növelése esetén is alkalmazni kell.
- (4) a) A szabályozó hatóság — eseti elbírálás alapján — dönthet az (1) és a (2) bekezdésben említett mentességről. Mindazonáltal a tagállamok rendelkezhetnek úgy, hogy a szabályozó hatóságok hivatalos határozat céljából terjesszék a mentességi kérelemről alkotott véleményüket a tagállam érintett szerve elé. E véleményt a határozattal együtt teszik közzé.
 - b) i. A mentesség vonatkozhat az új rendszerösszekötő vagy a meglévő, jelentősen növelt kapacitású rendszerösszekötő teljes kapacitására vagy annak egy részére.
 - ii. A mentességi kérelem elbírálása során minden egyes egyedi esetben mérlegelni kell, hogy szükséges-e a mentesség időtartamára és a rendszerösszekötőhöz való megkülönböztetéstől mentes hozzáférésre vonatkozóan feltételeket szabni.
 - iii. Az i. és a ii. alponthan szereplő feltételekről való döntés során különös figyelmet kell fordítani a létrehozandó többletkapacitásra, a projekt várható időtartamára, valamint a nemzeti körülményekre.

- c) A mentesség megadásakor a megfelelő hatóság jóváhagyhatja vagy meghatározhatja azon szabályokat és/vagy mechanizmusokat, amelyek alapján a kapacitásokat kezelik és felosztják.
 - d) A mentességről szóló határozatot, beleértve a b) pontban említett valamennyi feltételt is, kellőképpen meg kell indokolni, és közzé kell tenni.
 - e) Valamennyi mentességről a többi érintett tagállammal vagy szabályozó hatósággal folytatott konzultációt követően kell határozni.
- (5) Az illetékes hatóság késedelem nélkül tájékoztatja a Bizottságot a mentességről szóló határozatról, a határozat szempontjából minden egyéb lényeges információval együtt. Ezen információkat összesített formában is be lehet nyújtani a Bizottsághoz, lehetővé téve, hogy a Bizottság jól megalapozott határozatot hozhasson.
- Az információk tartalmazzák elsősorban:
- azon részletes okokat, amelyek alapján a szabályozó hatóság vagy a tagállam a mentességet megadta, beleértve a mentesség szükségességét igazoló pénzügyi információkat;
 - annak elemzését, hogy a mentesség milyen hatással lesz a versenyre és a villamos energia belső piacának hatékony működésére;
 - azon időtartamot és a szóban forgó rendszerösszekötő teljes kapacitásának azon hányadát, amelyre a mentességet megadták;
 - az érintett tagállamokkal vagy szabályozó hatóságokkal folytatott konzultáció eredményét.
- Az értesítés kézhezvételét követő két hónapon belül a Bizottság kérheti az érintett szabályozó hatóságtól vagy tagállamtól a mentességről szóló határozat módosítását vagy visszavonását. E kéthónapos időtartam további egy hónappal meghosszabbítható, ha a Bizottság további információt kér.
- Ha az érintett szabályozó hatóság vagy tagállam négy héten belül nem tesz eleget a kérelemnek, a 13. cikk (3) bekezdésében említett eljárásnak megfelelően végső határozatot kell hozni.
- A Bizottság megőrzi a kereskedelmi szempontból minősített információk titkosságát.

8. cikk Iránymutatások

- (1) A Bizottság adott esetben, a 13. cikk (2) bekezdésében említett eljárással összhangban, a (2) és a (3) bekezdésben felsorolt, az átviteli rendszerirányítók közötti ellentételezési mechanizmussal kapcsolatos kérdésekre vonatkozóan iránymutatásokat fogad el és módosítja ezeket, a 3. és a 4. cikkben megállapított elveknek megfelelően. Ezen iránymutatások első elfogadásakor a Bizottság gondoskodik arról, hogy azok, egységes intézkedéstervezet formájában, legalább a (2) bekezdés a) és d) pontjában, valamint a (3) bekezdésben említett kérdésekre kiterjedjenek.
- (2) Az iránymutatások meghatározzák:
- a) azon eljárás részleteit, amely meghatározza, hogy mely átviteli rendszerirányítók kötelesek ellentételezést fizetni a határkeresztező áramlásért, beleértve a határkeresztező áramlás kiinduló, illetve célországainak átviteli rendszerirányítói közötti megosztást, a 3. cikk (2) bekezdésének megfelelően;
 - b) a követendő fizetési eljárás részleteit, beleértve annak meghatározását, hogy melyik az első időszak, amelyért ellentételezést kell fizetni, a 3. cikk (3) bekezdése második albekezdésének megfelelően;

- c) azon módszerek részleteit, amelyek meghatározzák a befogadott határkeresztező áramlásokat, amelyekért a 3. cikk alapján ellentételezést kell fizetni, mind a mennyiség, mind az áramlás jellegének tekintetében; továbbá az ilyen, más tagállamok átviteli hálózataiból eredő és/vagy ott végződő áramlások nagyságának meghatározására alkalmazható módszerek részleteit, összhangban a 3. cikk (5) bekezdésével;
- d) azon módszerek részleteit, amelyekkel meghatározhatók azon költségek és hasznok, amelyek a határkeresztező áramlások befogadásából származnak, a 3. cikk (6) bekezdésével összhangban;
- e) az átviteli rendszerirányítók közötti ellentételezési mechanizmus vonatkozásában az Európai Gazdasági Térségen kívüli országokból eredő, illetve ott végződő villamosenergia-áramlások kezelésének részleteit;
- f) azon országos hálózatok részvételét, amelyek egyenáramú távvezetékkel vannak összekapcsolva, a 3. cikkel összhangban.

(3) Az iránymutatások meghatároznak továbbá olyan, megfelelő szabályokat, amelyek a termelők és fogyasztók (terhelés) tekintetében az országos díjszabásokban alkalmazott díjak megállapításához alkalmazott alapelvek fokozatos összehangolásához vezetnek, beleértve az átviteli rendszerirányítók közötti ellentételezési mechanizmus tükröződését a nemzeti hálózati díjakban, és a megfelelő és hatékony területi jelzéseket, összhangban a 4. cikkben megállapított elvekkel.

Az iránymutatások rendelkeznek európai szintű, megfelelő és hatékony, összehangolt területi jelzésekről.

Semmiféle, e téren végzett harmonizáció nem akadályozza meg a tagállamokat abban, hogy olyan mechanizmusokat alkalmazzanak, amelyek biztosítják, hogy a fogyasztók („terhelés”) által viselt hozzáférési díjak egész területükön összehasonlíthatóak legyenek.

(4) Adott esetben a Bizottság, a 13. cikk (2) bekezdésében leírt eljárással összhangban, módosítja a mellékletben meghatározott, az országos hálózatok közötti összekapcsolások rendelkezésre álló átviteli kapacitásának felosztására és kezelésére vonatkozó iránymutatásokat, összhangban az 5. és a 6. cikkben megállapított elvekkel, különösen azért, hogy azok részletes iránymutatásokat tartalmazzanak minden, a gyakorlatban alkalmazott kapacitásfelosztási módszerre vonatkozóan, továbbá annak biztosítása érdekében, hogy a szűk keresztmetszetet kezelő mechanizmusok továbbfejlődése összeegyeztethető legyen a belső piac célkitűzéseivel. Adott esetben a módosítások során közös szabályokat kell hozni az 5. cikk (2) bekezdésében említett, a hálózat használata és üzemeltetése során alkalmazandó minimális biztonsági és üzemeltetési normákra vonatkozóan.

Iránymutatások elfogadása vagy módosítása esetén a Bizottság gondoskodik arról, hogy az iránymutatások biztosítsák a harmonizációnak az e rendelet célkitűzéseinek megvalósításához szükséges minimális fokát, és ne lépjék túl az e cél eléréséhez szükséges mértéket.

Iránymutatások elfogadása vagy módosítása esetén a Bizottságnak jeleznie kell, hogy milyen lépéseket tett a szóban forgó iránymutatások olyan harmadik országok előírásaival való összehangolása érdekében, amelyek szintén az európai villamosenergia-rendszer részét képezik.

9. cikk Szabályozó hatóságok

Feladataik végrehajtásakor a szabályozó hatóságok biztosítják e rendelet és a 8. cikk szerint elfogadott iránymutatások betartását. Adott esetben, ha ez a rendelet céljainak elérése érdekében szükséges, együttműködnek egymással és a Bizottsággal.

10. cikk Információ szolgáltatása és titoktartás

(1) A tagállamok és a szabályozó hatóságok kérelemre a Bizottság rendelkezésére bocsátanak minden olyan információt, amely a 3. cikk (4) bekezdése, valamint a 8. cikk céljaihoz szükséges.

Különösen a 3. cikk (4) és (6) bekezdésének alkalmazásában, a szabályozó hatóságok rendszeresen szolgáltatnak információkat a nemzeti átviteli rendszerirányítók ténylegesen felmerült költségeiről, továbbá az átviteli hálózaton végbemenő fizikai áramlással és a hálózati költséggel kapcsolatos adatokat és minden egyéb lényeges információt.

A Bizottság az információk szolgáltatására ésszerű határidőt állapít meg, figyelembe véve az igényelt információk összetettségét, és azt, hogy azokra milyen sürgősen van szükség.

(2) Ha az érintett tagállam vagy szabályozó hatóság nem adja meg a kért információt az (1) bekezdésben említett határidőn belül, a Bizottság az érintett vállalkozásoktól közvetlenül is kérheti a 3. cikk (4) bekezdésében, valamint a 8. cikkben meghatározott célokhoz szükséges összes információt.

Amikor egy vállalkozást a Bizottság adatszolgáltatásra kér, a kérelem másolatát elküldi ugyanakkor azon tagállam szabályozó hatóságai részére is, amelynek területén a vállalkozás székhelye található.

(3) A Bizottság az adatszolgáltatásra vonatkozó kérelemben meghatározza a kérelem jogalapját, az információ megküldésének határidejét, a kérelem célját, továbbá a 12. cikk (2) bekezdésében előírt azon szankciókat is, amelyeket pontatlan, hiányos vagy félrevezető információk szolgáltatása esetén alkalmaznak. A Bizottság az információk szolgáltatására ésszerű határidőt állapít meg, figyelembe véve az igényelt információk összetettségét, és azt, hogy azokra milyen sürgősen van szükség.

(4) A vállalkozások tulajdonosai vagy azok képviselői, valamint jogi személyek esetén a jog szerint vagy a létesítő okirat alapján azok képviselőjére jogosult személyek adják meg a kért információkat. Kellően felhatalmazott ügyvédek, megbízókik nevében eljárva, szintén megadhatják a szóban forgó információkat, ez esetben teljes mértékben a megbízó felel azért, ha a szolgáltatott információ hiányos, pontatlan vagy félrevezető.

(5) Ha egy vállalkozás nem adja meg a kért információt a Bizottság által meghatározott határidőn belül, vagy hiányos információt szolgáltat, a Bizottság határozat útján kérheti az információ megadását. A határozat megállapítja, hogy milyen információkat kell megadni, és erre megfelelő határidőt határoz meg. Megjelöli a 12. cikk (2) bekezdésében előírt szankciókat. Jelzi azon jogot is, hogy a határozat felülvizsgálatát az Európai Közösségek Bíróságától lehet kérni.

A Bizottság ezzel egyidejűleg a határozat másolatát elküldi azon tagállam szabályozó hatóságainak, amely területén az illető személy lakóhelye, illetve a vállalkozás székhelye található.

(6) Az e rendelet szerint megszerzett adatokat csak a 3. cikk (4) bekezdésében, illetve a 8. cikkben megjelölt célokra szabad felhasználni.

A Bizottság nem fedheti fel az e rendelet értelmében szerzett azon információkat, amelyekre szakmai titoktartási kötelezettség vonatkozik.

11. cikk

A tagállamok joga részletesebb intézkedések előírására

E rendelet nem sérti a tagállamok azon jogát, hogy fenntartsanak vagy bevezessenek olyan intézkedéseket, amelyek e rendelet vagy a 8. cikkben említett iránymutatások rendelkezéseinél részletesebb rendelkezéseket tartalmaznak.

12. cikk

Szankciók

(1) A (2) bekezdés sérelme nélkül a tagállamok meghatározzák az e rendelet rendelkezéseinek megszegése esetén alkalmazandó szankciókra vonatkozó szabályokat, és megtesznek minden intézkedést, amely végrehajtásuk biztosításához szükséges. Az előírt szankcióknak hatékonyaknak, arányosaknak és visszatartó erejűeknek kell lenniük. A tagállamok legkésőbb 2004. július 1-jéig értesítik a Bizottságot e rendelkezésekről, és haladéktalanul értesítik minden későbbi, azokat érintő módosításról is.

(2) A Bizottság határozat révén a megelőző üzleti év teljes forgalmának 1 %-át meg nem haladó pénzbírságot róhat ki azon vállalkozásokra, amelyek szándékosan vagy gondatlanságból pontatlan, hiányos vagy félrevezető információt szolgáltatnak a 10. cikk (3) bekezdése szerinti kérelemre, vagy nem adják meg a kért információt a 10. cikk (5) bekezdésének első albekezdése alapján hozott határozatban megállapított határidőn belül.

A pénzbírság összegének megállapításakor figyelembe kell venni, hogy az első albekezdés követelményeit milyen mértékben nem tartották be.

(3) Az (1) bekezdés értelmében meghatározott szankciók, valamint a (2) bekezdés értelmében hozott határozatok nem büntetőjogi természetűek.

13. cikk

A bizottság

(1) A Bizottság munkáját egy bizottság segíti.

(2) Az e bekezdésre történő hivatkozás esetén az 1999/468/EK határozat 5. és 7. cikkét kell alkalmazni, tekintettel annak 8. cikke rendelkezéseire.

Az 1999/468/EK határozat 5. cikkének (6) bekezdésében megállapított időtartam három hónap.

(3) Az e bekezdésre történő hivatkozás esetén az 1999/468/EK határozat 3. és 7. cikkét kell alkalmazni, tekintettel annak 8. cikke rendelkezéseire.

(4) A bizottság elfogadja saját eljárási szabályzatát.

14. cikk

A Bizottság jelentése

A Bizottság figyelemmel kíséri e rendelet végrehajtását. E rendelet hatálybalépését követően három éven belül jelentést nyújt be az Európai Parlamentnek és a Tanácsnak a rendelet alkalmazása során nyert tapasztalatokról. A jelentés különösen azt vizsgálja, hogy a rendelet mennyire volt sikeres a villamos energia határokon keresztül történő

kereskedelmére vonatkozásában a megkülönböztetéstől mentes, költségeket tükröző hálózati hozzáférés feltételeinek biztosítása terén, annak érdekében, hogy hozzájáruljon a fogyasztók választási lehetőségeihez egy jól működő belső piacon, valamint az ellátás hosszú távú biztonságához, továbbá azt is vizsgálja, hogy milyen mértékben állnak rendelkezésre hatékony területi jelzések. Amennyiben szükséges, a jelentéshez megfelelő javaslatokat és/vagy ajánlásokat kell mellékelni.

15. cikk Hatálybalépés

Ez a rendelet az Európai Unió Hivatalos Lapjában való kihirdetését követő huszadik napon lép hatályba.

Ezt a rendeletet 2004. július 1-jétől kell alkalmazni.

Ez a rendelet teljes egészében kötelező és közvetlenül alkalmazandó valamennyi tagállamban.

Kelt Brüsszelben, 2003. június 26-án.

az Európai Parlament részéről
az elnök
P. COX

a Tanács részéről
az elnök
A. TSOCHATZOPOULOS

MELLÉKLET

Iránymutatások a nemzeti hálózatok közötti rendszerösszekötők rendelkezésre álló átviteli kapacitásának felosztására és kezelésére vonatkozóan

Általános

1. A tagállamok által alkalmazott szűk keresztmetszet kezelési módszere(i) a rövid idejű szűk keresztmetszeteket piaci alapon és gazdaságosan kezeli(k), miközben jelzéseket vagy ösztönzést nyújt(anak) a megfelelő helyen megvalósítandó, hatékony hálózati és termelői beruházásokhoz.
2. Az átviteli rendszerirányítók vagy adott esetben a tagállamok megkülönböztetéstől mentes és átlátható szabványokat állapítanak meg, amelyek leírják, hogy milyen körülmények esetén melyik kezelési módszert alkalmazzák a szűk keresztmetszetekre. E szabványokat, a biztonsági szabványokkal együtt, nyilvánosan hozzáférhető dokumentumokban kell ismertetni.
3. A határokon keresztül történő ügyletek különböző típusainak eltérő kezelését, függetlenül attól, hogy fizikailag kétoldalú szerződésekről vagy külföldi, szervezett piacokra benyújtott ajánlatokról van-e szó, a lehető legjobban vissza kell szorítani a szűk keresztmetszet kezelési módszereinek szabályainak meghatározásakor. A szűkös átviteli kapacitást átlátható módon kell felosztani. Bármely eltérő ügyletkezelési módról ki kell mutatni, hogy nem torzítja vagy gátolja a verseny alakulását.
4. A szűk keresztmetszetet kezelő rendszerek által küldött árjelzéseknek az átvitel irányától kell függeniük.
5. Az átviteli rendszerirányítók a piac számára a lehető „legbiztosabb” átviteli kapacitást ajánlják fel. A kapacitás elfogadható hányadát kevésbé biztos feltételek

mellett is fel lehet ajánlani, de a piaci szereplőket mindig tájékoztatni kell a határkeresztező vezetékeken történő szállítás pontos feltételeiről.

6. Figyelembe véve azt, hogy a kontinentális európai hálózat erősen szövevényes szerkezetű, valamint azt, hogy a rendszerösszekötő vezetékek használata egy országhatár legalább két oldalán hatással van az energiaáramlásokra, a nemzeti szabályozó hatóságoknak biztosítaniuk kell, hogy semmilyen, más hálózatok energiaáramlását jelentősen befolyásoló szűk keresztmetszet kezelési eljárását ne alakítsák ki egyoldalúan.

A hosszú távú szerződések helyzete

1. A rendszerösszekötő kapacitásokhoz való elsőbbségi hozzáférési jogokat nem szabad átruházni azon szerződések keretében, amelyek az EK-Szerződés 81. és 82. cikkét sértik.
2. A meglévő hosszú távú szerződések megújításukkor nem biztosítanak elővásárlási jogot.

Információ szolgáltatása

1. Az átviteli rendszerirányítóknak megfelelő koordinációs és információcserére vonatkozó eljárásokat kell megvalósítaniuk a hálózati biztonság garantálása érdekében.
2. Az átviteli rendszerirányítók nyilvánosságra hozzák a teljes határkeresztező átviteli kapacitásra (TTC) vonatkozó valamennyi lényeges adatot. Az átviteli rendszerirányítók a szállítás napja előtt a téli és nyári rendelkezésre álló átviteli kapacitás (ATC) értékeken túl a napi becsült átviteli kapacitás értékeit is többször nyilvánosságra hozzák. Az átviteli rendszerirányítóknak a piac számára legalább egy hétre előre pontos előrejelzéseket kell szolgáltatniuk, és meg kell kísérelniük havi előrejelzéseket is adni. Azt is ismertetni kell, hogy mennyire biztosak az adatok.
3. Az átviteli rendszerirányítók közzéteszik a teljes átviteli kapacitás (TTC) és az átviteli megbízhatósági tartalék (TRM) kiszámításához használt — a hálózat elektromos és fizikai tulajdonságai alapján meghatározott — általános módszert. E tervezetet az érintett tagállamok szabályozó hatóságainak jóvá kell hagyniuk. A biztonsági szabványok, valamint az üzemviteli és tervezési szabványok szerves részét képezik azon tájékoztatásnak, amelyet az átviteli rendszerirányítók nyilvánosan hozzáférhető dokumentumokban közzétesznek.

A szűk keresztmetszet kezelése módszereinek irányadó elvei

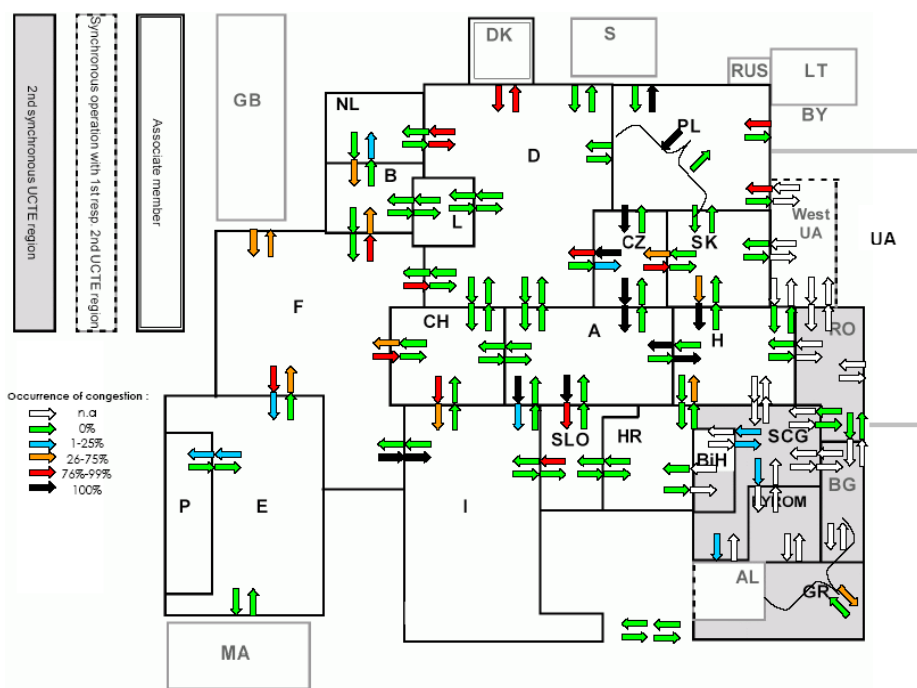
1. A hálózati szűk keresztmetszet problémáit lehetőleg ügyletektől független módszerekkel kell megoldani, azaz olyan módszerekkel, amelyek nem az egyes piaci szereplők szerződése közötti különbségtételre alapulnak.
2. A határkeresztező összehangolt újrateherelosztást vagy ellenirányú kereskedelmet az érintett átviteli rendszerirányítók közösen alkalmazhatják. Mindamellet az újrateherelosztás és ellenirányú kereskedelem miatt az átviteli rendszerirányítóknál keletkező költségeket gazdaságos szinten kell tartani.
3. A piacmegosztás és egyéb, piaci alapú, a „tartós” szűk keresztmetszet megszüntetésére alkalmas módszerek, valamint az ellenirányú kereskedelem, mint az átmeneti szűk keresztmetszet megszüntetésére alkalmas módszer együttes használatának lehetséges előnyeit haladéktalanul fel kell mérni, mint a szűk keresztmetszet kezelésének egyik, hosszabb távon használható megközelítését.

A nyílt (explicit) aukcióra vonatkozó iránymutatások

1. Az aukciós rendszert úgy kell megtervezni, hogy az összes rendelkezésre álló kapacitást felajánlják a piac számára. Ez megoldható összetett aukció szervezésével, amely során a kapacitásokat különböző időtartamra, különböző jellemzőkkel (pl. a kérdéses rendelkezésre álló kapacitás várható megbízhatósága) árverezik.
2. A teljes rendszerösszekötő kapacitást aukció-sorozaton kell felajánlani, amelyet például évente, havonta, hetente, naponta vagy naponta többször meg lehet tartani, az érintett piacok igényeinek megfelelően. Minden egyes aukción a rendelkezésre álló átviteli kapacitás egy előre meghatározott hányadát, ezen felül pedig az előző aukciókon fel nem osztott kapacitásokat kell elosztani.
3. A nyílt aukciós eljárásokat az érintett nemzeti szabályozó hatóság és az átviteli rendszerirányító szoros együttműködésével kell kidolgozni oly módon, hogy az ajánlattevők részt tudjanak venni az érintett országokban az egyéb szervezett piacok (pl. az energia-tőzsde) napi eljárásaiban is.
4. A szűk keresztmetszetű összekötő távvezetéseken folyó ellenirányú áramlásokat elvileg nettósítani kell, hogy a szűk keresztmetszet irányában maximalizálni lehessen az átviteli kapacitást. Azonban az áramlások nettósító eljárásának összhangban kell lennie a villamosenergia-rendszer biztonságos üzemeltetésének követelményével.
5. Annak érdekében, hogy a lehető legtöbb kapacitást lehessen a piacon felajánlani, az áramlás nettósításával járó pénzügyi kockázatokat azokra a felekre kell hárítani, akik a kockázatok bekövetkezését előidézik.
6. Minden alkalmazott aukciós eljárásnak képesnek kell lennie arra, hogy a piaci szereplők számára az átvitel irányától függő árjelzéseket szolgáltatson. A villamosenergia-áramlás uralkodó irányával ellentétes irányú forgalom enyhíti a szűk keresztmetszetet, és így további szállítási kapacitást eredményez a szűk keresztmetszetű összekötő vezetéken.
7. Annak érdekében, hogy elkerülhető legyen a piaci szereplő(k) erőfölényével összefüggő problémák kialakulásának vagy súlyosbodásának veszélye, az illetékes szabályozó hatóságok komolyan mérlegelik minden aukciós rendszer megtervezésénél az egy aukción egy piaci szereplő által megszerezhető/birtokolható/használható kapacitás mértéke felső határának megállapítását.
8. Likvid villamosenergia-piacok létrehozásának elősegítése érdekében az aukciókon vásárolt kapacitások szabadon értékesíthetők mindaddig, amíg az átviteli rendszerirányítót nem értesítik arról, hogy a vásárolt kapacitást fel fogják használni.

5. Függelék

Az UCTE 1. és 2. szinkronzónáján belül és a két szinkronzóna között, továbbá az UCTE 1., a NORDEL és az UKTSOA szinkronzónák közötti rendszerösszekötő kapacitásokon fellépő szűk keresztmetszetek gyakorisága



Forrás: [UCTE, 2004.]

6. Függelék

Nemzetközi kitekintés, PJM¹⁷⁵

A PJM centralizált villamosenergia-piacának ismertetése előtt röviden vizsgáljuk meg az Amerikai Egyesült Államok szövetségi szabályozási környezetének legfontosabb elemeit.

Az USA villamosenergia-iparágának első strukturális átrendezését az 1935-ben elfogadott Public Utility Holding Company Act (PUHCA) rendelte el. A törvény legfontosabb előírásai:

- csökkenteni kell a több tagállamra kiterjedő ellátási területtel rendelkező nagy, vertikálisan integrált villamosenergia-ipari társaságok ellátási területeit;
- nagykereskedelmi piaci tevékenységet csak vertikálisan integrált szolgáltató társaságok végezhetnek; s végül
- szövetségi szabályozás alá vonta azon szolgáltató társaságokat, amelyek államközi villamosenergia-kereskedelmet folytatnak.

A fenti szabályozási környezet egészen 1978-ig – a Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) elfogadásáig [PURPA, 1978.] – szinte érintetlen maradt. A változást az Egyesült Államok túlzott egyoldalú olajimport-függőségének felismerése kényszerítette ki az OPEC által életbe léptetett olajembargó időszakában. A PURPA elősegítette az energiahatékonyság növelését, illetve támogatta a kogenerációs- és megújuló energiából származó villamosenergia-termelést. A törvény lehetővé tette továbbá, hogy a nagykereskedelmi piacon nemcsak vertikálisan integrált szolgáltató társaságok vehessenek részt, hanem független villamosenergia-termelő társaságok [qualifying facilities (QFs)] is, amik kogenerációval, vagy megújuló energiából állíthatták elő a villamos energiát. A törvény a szolgáltató átlagos beszerzési árán történő kötelező átvételt írt elő a szolgáltatók részére a QFs-ben megtermelt villamos energiára. A PURPA tehát az első lépcsőfokát jelentette az amerikai villamosenergia-piac szabad verseny számára történő megnyitásának.

¹⁷⁵ Pennsylvania–New Jersey–Maryland regionális átviteli rendszerirányítója (Regional Transmission system Operator – RTO). 9,6 millió fogyasztót szolgál ki, beépített termelő-kapacitása 59.000 MW. A PJM 2000-ben 262.081 GWh villamos energiát forgalmazott, ami nagyjából 7%-át teszi ki az USA villamosenergia-fogyasztásának.

Az 1992-ben elfogadott Energy Policy Act (EPAAct) [EPACT, 1992.] a nagykereskedelmi versenypiac további erősödését hozta magával. A törvény megszületését *egyrészt* ismételten az olajfüggőségtől való félelem kényszerítette ki, a világpolitikai esemény pedig az 1991-es iraki háború volt. *Másrészt* a decentralizált villamosenergia-termelési technológiák fejlődése, *harmadrészt* pedig a tudományos és politikai közösségnek az a felismerése, hogy a villamosenergia-szektor szabad versenyre átalakításával gazdasági hatékonyságnövekedést lehet elérni. [JOSKOW, SCHMALENSEE, 1983.] [KAHN, 1988.] A törvény megalkotta a villamosenergia-termelők új kategóriáját: az Exempt Wholesale Generator-t (EWGs). Az EWGs termelők nemcsak a QFs-nek engedélyezett módon állíthattak elő villamos energiát, hanem bármely primer energiaforrásból. A törvény ugyanakkor nem írt elő kötelező átvételt a szolgáltatók részére. A jogszabály azonban felhatalmazta a FERC-t, hogy egyedi határozatban kötelezze az érintett szolgáltatókat, hogy diszkriminációmentesen biztosítsanak szabad hozzáférést saját átviteli hálózataikhoz.

A szabályozási környezet következő elemeit a FERC 888. [FERC, 1996.a] és 889. [FERC, 1996.b] rendeletei jelentették, amelyekkel a szabályozó hatóság – a törvényi felhatalmazás alapján – minden szolgáltatóra általánosan kiterjesztette a szabad hálózati hozzáférés biztosításának kötelezettségét.

A 888. *rendelet* alapján minden szolgáltatónak a rendszerirányítási szolgáltatásokat is magában foglalva egységes feltételek mellett kell a piaci szereplők számára *integrált hálózati-* (Network Integration Service), vagy *betáplálási és vételezési pont közötti átviteli szolgáltatást* (Point-to-Point Transmission Service) nyújtania.

A 889. *rendelet* minden szolgáltató részére előírja olyan Open Access Same-time Information System (OASIS) működtetését, amelynek segítségével minden átviteli szolgáltatást vásárló piaci szereplő hozzájuthat olyan standard adatokhoz, mint az átviteli kapacitás nagysága, ára, valamint egyéb fontos piaci információk. A rendelet funkcionális unbundling-ot is előír az átviteli-rendszerirányítói és az egyéb tevékenységek között, ha a rendszerirányító egy vertikálisan integrált társaság része. A rendelet ugyan nem írja elő független rendszerirányítók (ISO) kialakítását, de megpróbálja azt ösztönözni.

A szabályozási környezet fejlődésének következő állomását a FERC által bevezetni tervezett Standard Market Design (SMD) [FERC, 2002.] jelenti, amelyet az elmúlt évek

piaci krízisei és villamosenergia-kiesései (black-out) kényszerítették ki. A piaci krízisek közül a legismertebb a kaliforniai krízis volt 2000. nyarán és 2001. első félévében, míg a legutóbbi nagyobb black-out 2003 augusztusában következett be az USA északi és Kanada déli részén.

A kaliforniai krízis az alábbiakban nyilvánult meg:

- *A krízis során a nagykereskedelmi árak az egekbe szöktek.* Az áremelkedés érzékeltetése végett néhány számadat: a szabályozási zóna fogyasztásának kielégítését célzó villamos energia vásárlások forgalmi értéke 1997-ben elérte a 7,4 Mrd USD-t a kaliforniai ISO (független rendszerirányító) által szervezett piacon. Ez a szám 2000-re már 28 Mrd USD-re nőtt. A forgalmi adatok emelkedésében természetesen szerepet játszott a keresleti mennyiségek növekedése is, amelyet egyrészt az elmúlt évek – különösen nyugat-kaliforniai – erős gazdasági fejlődése, másrészt a 2000–2001. nyarainak erős szárazsága indukált. A napi csúcsidei terhelés például 2000 májusában 13%-kal, míg júniusban 15%-kal haladta meg az 1999-es év azonos időszakait. A forgalmi adatok emelkedésében mégis döntőnek számítottak a csúcsidei terhelés időszakaiban azon tartós ártüskék kialakulása, amelyek a napon belüli (real time) kereskedés időszakában 15–20-szoros! mértékben elszakították az árakat a másnapi (day-ahead) szekcióban kialakuló értékektől. [CAISO, 2000.]
- *A krízis során az ellátásbiztonság folyamatosan csökkent.* Az ellátásbiztonság szintje – többek között – lemérhető azon, hogy az ISO hány alkalommal volt kénytelen válsághelyzetet kihirdetni azért, mert a tartalék kapacitásai a kritikus szint alá csökkentek. Míg 1999-ben egyszer sem, addig 2000-ben egy, 2001. első negyedévében 36 ilyen alkalom fordult elő. A válsághelyzetek alatt több alkalommal fogyasztói kényszer-kikapcsolásokat kellett elrendelni, hogy fenntartható legyen a rendszeregyensúly.
- *A krízis során a szolgáltató társaságok pénzügyileg ellehetetlenültek.* Egy törvényi szabályozásnak köszönhetően a szolgáltatóknak kezdetben a szervezett piac másnapi szekciójában kellett megvásárolniuk a fogyasztói igények kielégítéséhez szükséges villamosenergia-mennyiséget (a napon belüli csúcsidei terhelésváltozásoknak megfelelően pedig a napon belüli szekcióban). Míg beszerzési áraikat a kereslet–kínálat (ráadásul) rövidtávú mozgásai befolyásolták, addig a fogyasztóik felé történő szolgáltatásuk árát az állam maximálta. Vagyis folyamatos veszteség elszenvedésére kényszerítette őket. 2001-ben a szolgáltatók hitelképessége annyira lecsökkent, hogy a bankok beszüntették veszteségeik finanszírozását. A helyzet odáig fajult, hogy Kalifornia Állam kezdte finanszírozni a villamosenergia-beszerzéseket. Ennek az első csődeljárás megindítása vetett véget 2001. április 6-án.
- *A krízis végére a kiskereskedelmi versenypiac gyakorlatilag megszűnt.* A villamosenergia-kereskedők a 2000. év végétől folyamatosan kivonultak a piacról, fogyasztóik pedig visszavándoroltak a területileg illetékes volt „közüzemi” szolgáltatókhoz.

A szakemberek máig azon vitáznak, hogy közvetlenül mi váltotta ki a kaliforniai krízist. Konszenzust csak abban sikerült elérni, hogy több tényező együttes hatásáról van szó. Ezek röviden a következők:

1. Lényeges piaci körülmények

- *Kereslet–kínálat egyensúlyának megbomlása.* Az 1990-es évek termelői kapacitás beruházásai nem tartottak lépést a nyugati parti államok fogyasztói igénynövekedésével, ami bizonytalan kereslet–kínálati egyensúlyt okozott. 1996–2000. között évi 2,5%-os fogyasztói igénynövekedést mértek Kalifornia Államban. A helyzetet negatívan befolyásolta az a tény is, hogy a nyári hónapok szárazsága következtében lecsökkentek Kalifornia importlehetőségei az észak-nyugati vízerőművekből. Olyan időszakokban pedig, amikor bőséges importkínálat állt rendelkezésre, az átviteli hálózatok jelentettek szűk keresztmetszetet, mivel a termelői kapacitás beruházásokhoz hasonlóan itt is elmaradtak a szükséges fejlesztések.
- *A földgáz árának emelkedése.* A kérdéses időszakban az Egyesült Államok egész területén folyamatos földgázár-emelkedést lehetett regisztrálni. Ráadásul Kalifornia Államban ez az áremelkedés messze meghaladta a nemzeti átlagot. A primer energiaforrás árában bekövetkezett ezen emelkedés megközelítőleg 20%-ban járult hozzá – az erőművi változókiadásokon keresztül – a nagykereskedelmi árak növekedéséhez.
- *Szennyezőanyag kibocsátási kvóták szabályozása.* A los angelesi medencében lévő erőműveknek szennyezőanyag kibocsátási egységet kellett vásárolniuk, hogy lefedhessék kibocsátási mennyiségeiket. Ezen egységek ára a növekvő erőművi outputok következtében drasztikusan megemelkedett a 2000. év során, amely további áremelési nyomát jelentett.

2. Piaci szerkezet

- *A szervezett piaci vásárlás kényszere.* Ezen piaci modell természetesen energiapolitikai és szabályozóhatósági döntés, amelynek önmagában lehet pozitív és – mint láttuk – negatív kimenetele is. Az egyik fő probléma azonban az volt, hogy a szolgáltatók nagy része képtelen volt az érvényes piacszervezési metodika mellett hosszú távú fedezeti ügyleteket kötni, hogy csökkentse a volatilis és magas spot piaci árak okozta kockázatot.
- *Termelői kapacitások eladása.* A szolgáltatók nagy része korábban értékesítette termelői kapacitásait (a divesztíció kényszere miatt), aminek következtében a magas ártüskék időszakában nem tudtak költségalapú árképzést követő saját erőműegységektől villamos energiát vételezni.
- *Árelaszticitás-hiány a fogyasztói oldalon.* A fogyasztók nem reagálhattak – a villamosenergia-piacon jellemző korlátozott mértékben sem – keresletcsökkenéssel a megemelkedett árakra, mivel a végfogyasztói árakat jogszabályi segítséggel maximalizálták.

3. Piaci erőfölény

A fenti tényezők együttes hatásának következtében állt elő olyan piaci helyzet, amely kellő teret biztosított, hogy az erőművek – például az erőműegységek karbantartási munkáinak koordinálatlan ütemezésével – termelői kapacitásokat tartsanak vissza. A kapacitás-visszatartást elősegítette az a tény is, hogy az erőművi park magas tulajdonosi koncentrációt mutatott. Egyfajta kapacitás-visszatartásként lehet azt is értékelni, hogy az erőművek olyan arányban tettek ajánlatokat a másnapi és a napon belüli

szekciókban, hogy a csúcsidejű terhelésmegugrásoknál kínálati hiány alakuljon ki a real time piacon, így egyfajta szűkösségi járadékként magas extraprofitot tartalmazó bevételekre tehettek szert.

4. Szabályozóhatósági és politikai tétlenség

A krízis elhúzódásához az is hozzájárult, hogy a FERC nem mutatott kellő határozottságot, hogy megfékezze az erőművek piaci erőfölénnyel való visszaélését, noha rövidtávra – közvetlen eszközként – be lehetett volna fagyasztani az erőművi eladási árakat. A helyzet eszkalálódását az is gyorsította, hogy egyrészt a kaliforniai szabályozóhatóság nem segítette elő, hogy a szolgáltatók megfelelő mennyiségű hosszú távú fedezeti ügyletet köthessenek; másrészt a kaliforniai kormány jó nem ismerte fel, hogy hosszabb távon nem tartható a végfogyasztói árak maximalizálása.

A kaliforniai krízis ráirányította a FERC figyelmét az amerikai villamosenergia-piacok sebezhetőségére, amely alapvetően két okra vezethető vissza:

- a különböző piacok közötti integráltság hiánya, ami eltérő átviteli tarifastruktúrákban és üzemviteli szabályozásban nyilvánul meg; valamint
- a szabad verseny önszabályozó mechanizmusaiba vetett túlzó bizalom, ami lehetőséget biztosít a piaci erőfölénnyel való visszaélésre.

A FERC által megoldásnak tekintett SMD alapvető céljai:

- elősegíteni a különböző szabályozási zónák nagykereskedelmi piacai közötti villamosenergia-kereskedelmet; másrészt
- olyan szabályozási környezetet teremteni, amely stabilizálóan hathat az árakra és egyben ösztönzőleg az új befektetésekre.

A fenti célok elérése érdekében az SMD az alábbiak egységes bevezetésére tesz javaslatot, tekintettel arra, hogy jelenleg az átviteli piacon nem léteznek egységes árjelzések, amelyek a befektetői döntéseket elősegítenék:¹⁷⁶

- Minden Regional Transmission Operatorknak¹⁷⁷ (RTO) létre kell hoznia egy másnapi piacot, egy valós idejű szabályozási energia piacot és egy pénzügyi átviteli jog piacot. A szervezett piac mellett ugyanakkor a bilaterális szerződések megkötésére is lehetőséget kell biztosítani.

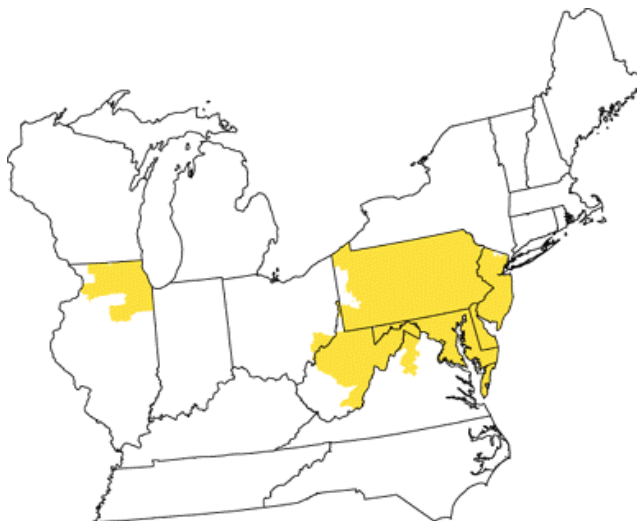
¹⁷⁶ Csak az értekezés témájába illeszkedő elemek kerülnek bemutatásra.

¹⁷⁷ Az SMD regionális átviteli rendszerirányítók felállítását ösztönzi, amelyektől egyrészt azt várja, hogy nagyobb térségre kiterjedő szolgáltatási területük miatt növelik a szabályozási zónán belüli átviteli szállítások hatékonyságát, másrészt egyszerűsítik a nem nagy számú RTO-k között a „határkeresztesző kereskedelmet”.

- A szűk keresztmetszetek kezelésére locational pricing-al megvalósuló nodális energiaárazást kell alkalmazni.¹⁷⁸
- Átviteli díj alkalmazása, amely postabélyeg alapú, vagy a fogyasztási csomópont földrajzi elhelyezkedése alapján differenciált, azaz képes hosszú távú gazdasági jelzés küldésére. Ezen díjnak az átviteli hálózat (1) és (3) költség típusára kell fedezetet nyújtania.

A PJM RTO – ellátási területét lásd az alábbi ábrán – az SMD előírásainak minden tekintetben megfelel.

A PJM ellátási területe



Forrás: www.pjm.com

A PJM, mint átviteli rendszerirányító a pool-típusú piac azon változatát valósítja meg, amely nodális villamosenergia-árak alkalmazásával figyelembe veszi az átviteli hálózaton kialakuló szűk keresztmetszeteket¹⁷⁹ (jelenleg több mint 2800 csomópontra határoz meg villamos energia árat). A PJM által működtetett pool nem kötelező jellegű, mivel ellátási területén lehetőséget biztosít kétoldalú szerződéskötésre is. Az átviteli rendszerirányító által működtetett pool legfontosabb intézménye az Office of Interconnection (PJM OI), amely – többek között – az alábbi feladatokat látja el:

- villamos energia vételi és eladási ajánlatainak befogadása;

¹⁷⁸ A FERC véleménye szerint ez az egyetlen olyan technika, amely képes hatékony rövidtávú gazdasági jelzések generálására.

¹⁷⁹ Lásd az 5.1. alfejezetet.

- szűk keresztmetszet kezelés költségeinek meghatározása;
- csomóponti villamosenergia-árak meghatározása;
- információgyűjtés bilaterális szerződésekről, stb.

Ez utóbbi feladatra azért van szükség, hogy a bilaterális szerződések feleire (erőmű és fogyasztó) rá lehessen terhelni a szűk keresztmetszet kezelés költségeit, mivel ők nem a pool által kialakított csomóponti árakon keresztül fizetik meg azt. Ilyen szerződések felei tehát nem a pool-lal (OI-val) állnak kapcsolatban, csak információszolgáltatási kötelezettségnek kell eleget tenniük a villamos energia mennyiségét, valamint a betáplálás és vételezés pontját illetően.

A fentieknek megfelelően a PJM kétfajta átviteli szolgáltatást nyújt. Egyrészt integrált hálózati szolgáltatást, amely során a piaci szereplők a pool-lal vannak kapcsolatban. Másrészt betáplálási és vételezési pont közötti átviteli szolgáltatást, amelyet a termelő és a fogyasztó vásárol meg a regionális átviteli rendszerirányítótól a kétoldalú szerződés teljesülése érdekében. Ez utóbbi szolgáltatásfajta két típusa van: „firm” és „non-firm”. A különbség a tranzakciók teljesítésének felfüggesztési sorrendjében van azon rendszerállapotoknál, amikor a kétoldalú szerződések alapján megvalósuló villamos energia áramlások okozta szűk keresztmetszetet a pool nem tudja kezelni, tekintettel arra, hogy sem az erőművet, sem a fogyasztót nem tudja a lokális energia-árakon keresztül befolyásolni. Adott rendszerállapot mellett az RTO elsőként a „non-firm” szolgáltatást vásárolt tranzakciók teljesítését függeszti fel és csak utána a „firm” a szolgáltatásokat.

A PJM az átviteli díj költségelemei közül az (1), a (2) – a szűk keresztmetszet és a hálózati veszteség kezelésének költségeit kivéve – és a (3) kategóriába tartozókat a FERC 888. sz. rendeletének megfelelően egységes átviteli díjjal fedezi (PJM Open Access Transmission Tariff). [PJM, 2002., 2003.a, 2003.b] Az átviteli díjak aszerint különböznek, hogy a két fent említett átviteli szolgáltatás közül a piaci szereplő melyiket veszi igénybe, illetve hogy a termelési vagy a fogyasztási hely a PJM szolgáltatási területén belül, vagy azon kívül van.

A (2) kategóriába tartozó szűk keresztmetszet kezelés költségét a PJM locational pricing nodális változatával fedezi. A nodális árakat elsősorban a menetrendek alapján összeállított másnapi (day-ahead) piacon állapítja meg. A napon belüli

rendszerállapotok szabályozását pedig real time (15 perces) piaci nodális árakkal uralja. A csomópontok közötti árkülönbségekből adódó szűk keresztmetszet kezelés költsége implicit módon terhelődik rá az *integrált hálózati szolgáltatást vásárolt tranzakciókra*, míg a *betáplálási és vételezési pont közötti átviteli szolgáltatást vásárolt tranzakciókra* explicit módon.

A piaci szereplők a napon belüli rendszerállapotok kezelése végett megállapított real time nodális árak okozta kockázatokat pénzügyi átviteli jogok megvásárlásával tudják fedezni. A termék elnevezése Fixed Transmission Rights (FTR). Az FTR tulajdonosát a másnapi és a napon belüli szűkkeresztmetszet-kezelés bevételének arányos százalékára jogosítja.

A PJM a rövid távú gazdasági jelzések küldését tehát lokális energiaárazással oldja meg, amellyel egyrészt a szűk keresztmetszetek-, másrészt az átviteli veszteség kezelésének költségeit fedezi.

Átviteli díjak területi differenciálásával generált hosszútávú gazdasági jelzésekkel a PJM-nél sem találkozunk. Az átviteli díjak ugyan zonális különbségeket mutatnak, de ez annak tudható be, hogy a PJM ellátási területén lévő egyes átviteli hálózati tulajdonosok eltérően határozzák meg díjaikat.

SZAKKIFEJEZÉSEK JEGYZÉKE

átvitel	Villamos energiának az átviteli hálózati engedélyes által, az átviteli hálózaton keresztül történő továbbítása.
átviteli hálózat	Közcélú hálózatnak minősülő, a villamos energia átvitelére szolgáló vezetékrendszer – beleértve a tartószerkezeteket is -, a hozzá tartozó átalakító és kapcsoló-berendezésekkel együtt, amelyet egy egységként kell kezelni.
elosztás	Villamos energiának az elosztó hálózati engedélyes által, az elosztó hálózatokon történő továbbítása, a fogyasztókhoz történő eljuttatása.
elosztó hálózat	Közcélú hálózatnak minősülő, a villamos energia elosztására és a fogyasztói csatlakozó berendezésekhez való eljuttatás céljára szolgáló vezetékrendszer – beleértve a tartószerkezeteket is -, a hozzá tartozó átalakító- és kapcsolóberendezésekkel együtt.
erőmű	Olyan energiaátalakító létesítmény, amely energiahordozó, így különösen szén, szénhidrogén, hasadó anyag, megújuló energia, hulladékból nyert energia felhasználásával villamos energiát termel.
fogyasztó	Villamos energiát saját felhasználás céljára vételező természetes vagy jogi személy, jogi személyiséggel nem rendelkező gazdasági társaság.
impedancia	Váltakozó áramú elektromos hálózatban a komplex feszültség és a komplex áram értékeinek hányadosa. Némi egyszerűsítéssel élve: váltakozó áramú ellenállás.
integrált villamosenergia-ipari vállalkozás	Olyan vállalkozás, amely legalább két különböző villamosenergia-ipari tevékenységre engedéllyel rendelkezik (vertikálisan integrált), vagy legalább egy villamosenergia-ipari tevékenységre rendelkezik engedéllyel és más, nem villamosenergia-ipari tevékenységet is folytat (horizontálisan integrált).
kereskedelem	A villamos energia rendszeres és üzletszerű, a villamosenergia-kereskedő által végzett, nem saját felhasználási célra történő vásárlása és értékesítése.
legkisebb költség	Az engedélyezett tevékenység gyakorlásához szükséges és indokoltan felmerült ráfordítás. (A villamosenergia-iparban az egyes tevékenységek gyakorlásához hatósági engedélyre van szükség, amelyet az ország illetékes szabályozóhatósága ad ki a kérelmezőnek a műszaki és gazdasági feltételek megléte esetén.)
menetrend	Egy adott naptári napra vonatkozó elszámolási mérési időegységenkénti villamos átlagteljesítmény adatsor.
hálózati veszteség	Az energia átvivő rendszerbe betáplált és a fogyasztóknak átadott villamos energia különbsége, amely különbség egyenlő az energiaátvivő rendszeren (távvezetéken) Joule-hő formájában elvesző megtermelt villamos energia teljesítményének egy részével.
határkeresztező kapacitás/metszék	Két szabályozási zónát összekötő, egy vagy több rendszerösszekötő elem (vezeték).
összekapcsolt villamosenergia-rendszer	Legalább két, átviteli vezetékkel összekapcsolt villamosenergia-rendszer.
rendszerirányítás	A rendszerirányító által folytatott, a villamosenergia-rendszer üzemvitelének, karbantartásának, fejlesztésének - beleértve a hálózatok egységes kezelését -, a rendszerszintű szolgáltatások, nemzetközi összeköttetések rendelkezésre állásának, erőművek működtetésének biztonságát, szabályosságát, minőségét, környezetkímélő voltát szolgáló célirányos tevékenységek összessége.

rendszerirányító	Azon természetes monopólium tevékenységet folytató villamosenergia-ipari vállalkozás, amely az adott szabályozási zónán belül ellátja a rendszerirányítási tevékenységet.
szabályozási zóna	Egy rendszerirányító egységes jogi és műszaki (üzemi) irányítása alatt működő engedélyesek, fogyasztók, valamint termelői, hálózati és fogyasztói műszaki berendezések összessége.
szűk keresztmetszet	A szabályozási zónán belüli, illetve annak határait érintő metszégeken jelentkező összes terhelések és betáplálások olyan megoszlása, valamint a hálózat olyan konfigurációja (a rendszer olyan állapota), amelynek eredményeként a szabályozási zónára vagy a határmetszékot alkotó bármely vezetékre vonatkozó korlátok, műszaki határok sérülnek.
tartalékkapacitás	Azon – elsősorban – erőművi kapacitások, amelyeket a rendszerirányító tartaléktartási tevékenységéhez köt le.
tartaléktartás	A rendszerirányító azon tevékenysége, amely során erőművi vagy fogyasztói kapacitásokat köt le a villamosenergia-rendszer szabályozhatóságának fenntartása és a tartaléktartási követelményeinek teljesítése érdekében.
teljesítménycsere	Egy szabályozási zónában, a betáplált villamos teljesítmény egy vagy több ponton történő növelése és vele azonos nagyságú villamosteljesítmény-csökkentés egy másik szabályozási zóna egy vagy több pontjában. A teljesítménycsere egymással összefüggő rendszerekben értelmezhető.
újra-teherelosztás	A szűk keresztmetszetek kezelésének azon, menetrend bejelentés utáni, de a fizikai szállítást megelőző technikája, ahol a rendszerirányító saját hatáskörében módosítja a teherelosztást a szűk keresztmetszet feloldása érdekében.
unbundling (tevékenységek szétválasztása)	Jogszabályi előírás, miszerint a horizontálisan, vagy vertikálisan integrált villamosenergia-ipari vállalkozás köteles eszközeit, illetve forrásait, bevételeit és ráfordításait villamosenergia-ipari tevékenységenként számvitelileg, jogilag, vagy akár tulajdonjogilag szétválasztani.
villamos energia	A villamosenergia-ellátásban értékesített termék, amely adott villamos teljesítőképességből, és az azzal meghatározott időtartam alatt termelt és igénybe vett energia mennyiségből áll.

FONTOSABB RÖVIDÍTÉSEK JEGYZÉKE

Határmetszék átviteli kapacitásai

TTC	total transfer capability	teljes átviteli kapacitás
TRM	transmission reliability margin	átviteli megbízhatósági tartalék
NTC	net transfer capability	nettó átviteli kapacitás
AAC	already allocated capacity	előzetesen lekötött kapacitások
ATC	available transfer capability	rendelkezésre álló átviteli kapacitás

Fontosabb nemzetközi szervezetek

CEER	Council of European Energy Regulators	Európai Szabályozó Hatóságok Tanácsa
ETSO	European Transmission System Operators	Európai Hálózati Rendszerirányítók Szövetsége
FERC	Federal Energy Regulatory Commission	Szövetségi Szabályozóhatósági Tanács
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity	Nyugat-európai Villamosenergia-rendszerirányító és Üzemeltető Társaságok Egyesülése

A megtérítendő hálózati költségek meghatározásának további lehetséges módszerei

AP	average participation	arányosan felosztott használat
SAP	simplified average participation	egyszerűsített arányosan felosztott használat
MAP	modified average participation	módosított arányosan felosztott használat
MP	marginal participation	határhasználat
WWT	with & without transit	tranzit- és tranzit nélküli módszer
APT	average participation applied to transit	arányosan felosztott használat tranzitáramlásokra vonatkoztatva

Rendszerirányító-típusok

TSO	transmission system operator	átviteli rendszerirányító
ISO	independent system operator	független rendszerirányító
RTO	regional transmission operator	regionális átviteli rendszerirányító

HIVATKOZÁSOK JEGYZÉKE

EU vonatkozású dokumentumok

Acquis

- **EP, EC [1997.]:** *Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal electricity market.* OJ L 27, 30.1.1997.
- **EP, EC [1998.]:** *Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in gas.* OJ L 204, 21.7.1998.
- **EP, EC [2003.a]:** *Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC.* OJ L 176. 15.7.2003.
- **EP, EC [2003.b]:** *Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC.* OJ L 176. 15.7.2003.
- **EP, EC [2003.c]:** *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.* OJ L 176. 15.7.2003.
- **EP, EC [2004.]:** *Az Európai Parlament és a Tanács irányelve a villamosenergia-ellátás és az infrastrukturális beruházások biztonságának megőrzéséről.* 2003/0301 (COD)

Egyéb EU vonatkozású dokumentumok

- **EC [1986.]:** *European Commission (1986), Council Resolution of September 16. 1986, concerning new Community Energy Policy Objectives for 1995 and Convergence of the Policies of the Member States,* Official Journal C 241, 25/09/1986.
- **EC [1999.]:** *Second Report to the Council and the European Parliament on Harmonisation Requirements.* Brussels
- **EC [2000.]:** *Green Paper "Towards a European strategy for the security of energy supply".* COM (2000)769, Brussels
- **EC [2001.a]:** *European Commission Press Release, Towards a single energy market in 2005.* Commission online
- **EC [2001.b]:** *A Bizottság Közleménye a Tanács és az Európai Parlament részére. Javaslat az Európai Parlament és a Tanács irányelvére, amely módosítja a villamos energia és földgáz belső piaca általános szabályainak 96/92/EC és 98/30/EC irányelveit.* OJ C 240 E, 28.8.2001, p. 60 és OJ C 227 E, 24.9.2002, p. 393
- **EC [2001.c]:** *First benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market.* SEC (2001) 1957, Brussels, 3.12.2001.

- **EC [2001.d]:** *European energy infrastructure.* Communication from the Commission to the European Parliament and the Council. Brussels, 20.12.2001.
- **EC [2003.a]:** *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market.* SEC (2003) 448, Brussels, 7.4.2003.
- **EC [2003.b]:** *Strategy Paper: „Medium term vision for the internal electricity market.”* European Commission. Brussels
- **EC [2003.c]:** *Commission Decision (2003/796/EC) of 11 November 2003 on establishing the European Regulators Group for Electricity and Gas.*
- **EC [2003.d]:** *Inter TSO compensation.* Discussion document, Brussels, 23 June 2003.
- **EC [2003.e]:** *Harmonisation of Network Access Charges.* Discussion Documents.
- **EC [2004.a]:** *Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market. Draft Working Paper,* Brussels, 1.3.2004.
- **EC [2004.b]:** *Proposal for a Decision of the European Parliament and the Council revising Decision 1229/2003 on Energy TENs guidelines.* (LA) Brussels.
- **EERF [2002.]:** *Conclusions of the Ninth Meeting of the European Electricity Regulatory Forum.* Rome, 17–18. October 2002.
- **EERF [2003.]:** *Conclusion of the Tenth Meeting of the European Electricity Regulatory Forum.* Rome, 8–9. July 2003.
- **EP [2000.]:** *Az energiapiac liberalizálása.* Határozat A5-0180/2000, 2000. július 6.
- **EU PRESIDENCY [2000.]:** *Presidency Conclusions, Lisbon European Council 23 and 24 march 2000. Economic reforms for a complete and fully operational internal market*

CEER, ETSO és EuroPEX dokumentumok

- **CEER [2002.a]:** *Inter-TSO Compensation Mechanism: a model for longer term.* Position paper.
- **CEER [2002.b]:** *Inter-TSO compensation mechanisms, locational signals.* Technical background paper.
- **ETSO [1999.]:** *Evaluation of congestion management methods for cross-border transmission.*
- **ETSO [2000.]:** *Cross-border tariffs for the Internal Market of Electricity in Europe.*
- **ETSO [2001.a]:** *Co-ordinated Auctioning. A market-based method for transmission capacity allocation in meshed networks.*
- **ETSO [2001.b]:** *Co-ordinated use of Power Exchanges for Congestion Management.* Final Report.
- **ETSO [2001.c]:** *Proposal for a temporary cross-border tariff mechanism.*
- **ETSO [2001.d]:** *Interconnector capacities Summer 2001.*

- **ETSO [2002.a]:** *Proposal for 2003 CBT Mechanism.*
- **ETSO [2002.b]:** *Reconciliation of market splitting with co-ordinated auction concepts. Technical issues. Discussion paper.*
- **ETSO [2002.c]:** *Comments on Average Participation Method.*
- **ETSO [2002.d]:** *Position paper on locational signals and European transmission charges.* Prepared for the Regulators Forum in Rome, 2002
- **ETSO [2003.a]:** *General guidelines for joint cross-border redispatch.* June 2003.
- **ETSO [2003.b]:** *Comments on the European Commission's Discussion document „Inter TSO Compensations”.* Prepared for the 10th European Electricity Regulatory Forum (the “Florence Forum”) Rome on 8-9 July 2003.
- **ETSO [2004.]:** *CBT Clearing and Settlement Agreement.* 18. February 2004.
- **EUROPEX [2003.]:** *Using implicit auctions to manage cross-border congestions. Decentralised market coupling.* Tenth Meeting of the European Electricity Regulatory Forum

Egyéb dokumentumok és adattárak

- **CAISO [2000.]:** *Report on California Energy Market Issues and Performance: May–June, 2000.* Special Report, California ISO.
- **EPACT [1992.]:** *Energy Policy Act.* U.S. Public Law 102–486.
- **FERC [1996.a]:** *Order No. 888. Promoting wholesale competition through open access non-discriminatory transmission service by public utilities, and RM94-7-001, recovery of stranded cost by public utilities and transmission utilities.* Docket Nos. RM95-8-000.
- **FERC [1996.b]:** *Order No. 889. Open access same-time information system, formerly Real-Time information networks and standards of conduct.* Docket Nos. RM95-9-000.
- **FERC [2002.]:** *Standardized Transmission Service and Wholesale Electric Market Design.* Working Paper.
- **GKM [2001.]:** *Tájékoztató az Országgyűlés részére Magyarország energiapolitikájáról, valamint a piacnyitásról az Európai Unióhoz való csatlakozás folyamán.* Gazdasági és Közlekedési Minisztérium. Budapest, 2001.
- **GKM [2004.]:** *Tájékoztató a Gazdasági Kabinet részére. Magyarország energiapolitikájának végrehajtásáról, valamint a piacnyitásról.* Gazdasági és Közlekedési Minisztérium. Budapest, 2004.
- **NATIONAL GRID [2002.a]:** *The statement of the use of system charges.* Issue 2, Revision 0
- **NATIONAL GRID [2002.b]:** *The statement of the use of system charging methodology.* Issue 2, Revision 0
- **NORDEL [2000.]:** *Congestion management in the electric power system.* Special print of the feature article in Nordel's 2000 annual report.
- **PJM [2002.]:** *Open Access Transmission Tariff.* Fifth Revised Volume No. 1.

- **PJM [2003.a]:** *Manual for Open Access Transmission Tariff Accounting*. Manual M-27, Revision 24.
- **PJM [2003.b]:** *Manual for Operating Agreement Accounting*. Manual M-28, Revision 23.
- **PURPA [1978.]:** *Public Utility Regulatory Policies Act of 1978*. U.S. Public Law 95–617.
- **RTE [2002.]:** *Forum Interconnexions et Congestions*. Paris. RTE
- **UCTE [2001.]:** *Power Balance Forecast 2001–2003*. Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, March 2001.
- **UCTE [2002.]:** *UCTE System Adequacy Forecast 2003–2005*. Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, December 2002.
- **UCTE [2003.]:** *Közbenső Jelentése az Olaszországban 2003. szeptember 28-án bekövetkezett áramszünettel kapcsolatban*. 2003. október 27.
- **UCTE [2004.]:** *UCTE System Adequacy Retrospect 2003*. Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, June 2004.

Tanulmányok

- **BIALEK, J. [1997.]:** *Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1.
- **BOISSELEAU, F. [2004.]:** *The role of power exchanges for creation of a single European electricity market*. Université Paris IX Dauphine
- **BROWER, J. [2002.]:** *Seeking the European electricity market. Evidence from empirical analysis of wholesale market prices*. Oxford institute for energy studies.
- **CHAO, H.; PECK, S. [1996.]:** *A market mechanism for electric power transmission*. Journal of Regulatory Economics
- **CHAO, H.; PECK, S. [1998.]:** *Reliability Management in Competitive Electricity Markets*. Journal of Regulatory Economics, 14(2).
- **CHAO, H; WILSON, R. [1999.]:** *Design of wholesale electricity markets*.
- **CRAMTON, P.; WILSON, R. [1998.]:** *A Review of ISO New England's Proposed Market Rules*. Market Design, Inc.
- **GLACHANT, J.; PIGNON, V. [2002.]:** *Nordic electricity congestion's arrangement as a model for Europe: Physical constraints or operators opportunism*. MIT-CEEPR, Working Paper.
- **HANCHER, L. [1997.]:** *Slow and not so Sure: Europe's Long March to Electricity Market Liberalization*. Electricity Journal, 10 (9)
- **HANCHER, L. [1998.]:** *Delimitation of Energy law Jurisdiction: the EU and its Member States: From Organisational to Regulatory Conflicts*. Journal of Energy and Natural Resources Law, 16 (1)
- **HANCHER, L. [2000.]:** *Cross-Border Transmission of Electricity in the European Energy Market: Regulatory Issues*. Journal of Network Industries.

- **HAPP, H. H. [1994.]:** *Cost of wheeling methodologies*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9.
- **HOGAN, W. [1993.]:** *Electric Transmission: a new model for old principles*. The electric journal.
- **HOGAN, W. [2000.]:** *Regional transmission organisations: Millennium order on designing market institutions for electric network systems*. Harvard University, Cambridge, Massachusetts
- **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*.
- **JONES, C. W. [2004.]:** *EU Energy Law. The Internal Energy Market*. Claeys&Casteels, Belgium
- **JOSKOW, P. ; SCHMALENSEE, R. [1983.]:** *Markets for Power: An analysis of electricity utility deregulation*. Cambridge: MIT Press.
- **JOSKOW, P. [2001.]:** *Deregulation and regulatory reform in the U.S. electric power sector*. Paper prepared for the Brookings-AEI Conference on Deregulation in Network Industries. Washington, D.C.
- **JOSKOW, P.; TIROLE, J. [2000.]:** *Transmission Rights and Market Power on Electricity Power Networks*. Rand Journal of Economics, Vol. 31.
- **KAHN, A. [1988.]:** *The economics of regulation, principals and institutions*. Cambridge: MIT Press.
- **KENDE, T. [1995.]:** *Európai Közjog és Politika*. Osiris-Századvég, Budapest.
- **KIRSCHEN, D.; et al. [1997.]:** *Contributions of individual generators to loads and flows*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1.
- **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.
- **KUMAR, L. [2001.]:** *Der Strombinnenmarkt und die Kommissionsvorschläge: Zentralisierung oder Wettbewerb der (De-)Regulierungsansätze?* Institut für Weltwirtschaft, Kiel
- **PALÁNKAI, T. [1996.]:** *Az európai integráció gazdaságtana*. Aula, Budapest
- **PERA, B. L. P. P. [1994.]:** *Optimal pricing of transmission services*. University of London.
- **PÉREZ-ARRIAGA, I. J; et al. [1995.]:** *Marginal pricing of transmission services: an analysis of cost recovery*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10.
- **PÉREZ-ARRIAGA, I. J; et al. [2002.a]:** *Benchmarking of Electricity Transmission Tariffs*. Universidad Pontifica, Comillas, Madrid
- **PÉREZ-ARRIAGA, I. J; et al. [2002.b]:** *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
- **RAMSEY, F. [1927.]:** *A contribution to the theory of taxation.* Economic Journal, Vol. 37, No. 1.
- **RIVER, M.; PÉREZ-ARRIGA, I. J. [1993.]:** *Computation and decomposition of spot prices for transmission pricing.* 11th PSCC.
- **ROSENBERG, A. [2001.]:** *Congestion pricing or monopoly pricing.* Electricity Journal 13(3).
- **RUDNICK, H.; et al. [1995.]:** *Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access.* IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10.
- **SCHWEPPE, F. M; et al. [1988.]:** *Spot pricing of electricity.* Kluwer Academic Publishers, New York.
- **SHOULTS, R; SWIFT, L. D. [1997.]:** *A comparison between circuits based methods and topological trace method for determining the contribution of each generator to load and line flows.* University of Illinois.
- **SZENTES, T. [1995.]:** *A világgazdaságtan elméleti és módszertani alapjai.* Aula, Budapest
- **TABORS, R. D. [1994.]:** *Transmission system management and pricing: new paradigms and international comparisons.* IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9.
- **WILSON, R. [1999.]:** *Market Architecture.* Working Paper, Stanford University.
- **YANG, J. [1998.]:** *Power systems deregulation and development of PowerGraf.* University of Missouri.
- **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