

A VILLAMOSENERGIA ÁRAK VÁRHATÓ ALAKULÁSA 2008-BAN

**Készítette: Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont
Budapesti Corvinus Egyetem**

**Paizs László
Sugár András
Tóth András**

2007. november 8.

TARTALOMJEGYZÉK

VEZETŐI ÖSSZEFOGLALÓ	3
KUTATÁSI KÉRDÉS	4
A JELENLEGI ÉS VÁRT PIACI SZERKEZET	4
A piaci szerkezet egyéb aspektusai	5
A MODELLEZÉSI MÓDSZER BEMUTATÁSA	6
Az oligopolisztikus piacok Cournot-modellje.....	6
A Cournot-modell adaptációja	7
A kompetitív szegély.....	7
Cournot-szereplők	8
A nemzetközi verseny	9
A MODELL IMPLEMENTÁLÁSA ÉS KALIBRÁLÁSA	10
Kínálat	10
Előrejelzések	11
Az erőművi változó költségek meghatározása	12
Rendelkezésre állási díjak becslése.....	13
Kereslet.....	14
Külpiaci árak	15
MODELLEZÉSI EREDMÉNYEK	15
Nagykereskedelmi árak	16
Az MVM nyereségének alakulása.....	16
Közüzemi nagykereskedelmi átlagárak.....	17
Kiskereskedelmi árak a közüzemben	18
MELLÉKLET	19



Vezetői összefoglaló

Tanulmányunkban arra kerestük a választ, hogy miként fog alakulni a villamosenergia kiskereskedelmi ára a piaci liberalizáció után a mai közüzemi szegmensben. Mivel a piaci szerkezetet alapjaiban határozza meg a hosszú távú villamosenergia vásárlási szerződések (továbbiakban HTM) sorsa, ezért a szokásos érzékenységvizsgálatok mellett arra kerestük a választ, hogy miként befolyásolják az árakat a továbbra is megmaradó HTM-ek. Az MVM jövedelmi pozíciójának értékelésekor egy alsó és egy felső becslést készítettünk, melyben a felbontott HTM-ek után fizetendő kompenzáció mértékét vettük figyelembe.

A nagykereskedelmi árakra vonatkozóan a következőket lehet elmondani:

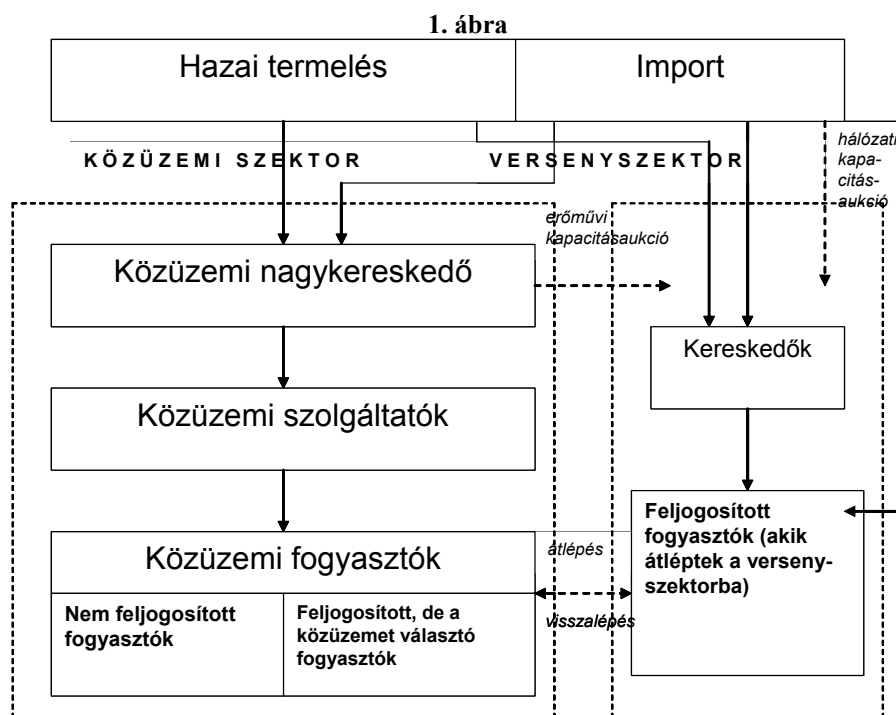
- Mind a felbontott **HTM-ek számának növekedése, mind a Ft árfolyam erősödése árcsökkentős hatású.** A közüzemi (majdani egyetemes szolgáltatói) nagykereskedelmi ár mintegy 2%-kal magasabb a mai szabadpiaci nagykereskedelmi árnál, mely eltérést a fogyasztási szerkezetben meglévő különbségek okozzák.
- A kiskereskedelmi árak alakulásának fő tendenciái értelemszerűen ugyanazok, mint a nagykereskedelmi áraké. Az előrejelzéseink alapján a **kiskereskedelmi ár 29000-31000 Ft/MWh** lenne, és a vizsgált forgatókönyvek esetén az árnövekedés mértéke 2,3% és 8,1% között alakulna 2008-ban. Az árnövekedést a HTM-ek felbontása csökkentheti, hiszen ekkor a piaci verseny szintje nő.
- Az MVM helyzetének értékelése kapcsán elmondható, hogy jelentősen növelhetné a profitját, ha a nem alaperőművi HTM-eket felbontaná és nem kellene kompenzációt fizetnie. Az eredmények alapján továbbá elmondható, hogy az **MVM profitjára vonatkozó alsó becslés is több mint 73 milliárd Ft.** A legalacsonyabb profitot akkor realizálná az MVM, ha csak a paksi HTM maradna meg, és a felbontott HTM-ek után teljes körű kompenzációt kellene fizetnie.

Kutatási kérdés

Kutatásunk középpontjában annak megválaszolása állt, hogy miként fog alakulni a villamosenergia nagy- és kiskereskedelmi ára a magyar villamosenergia piacon 2007-2008-ban. Az előrejelzést több tényező is nehezítette, melyek közül a legfontosabb a piacnyitás után kialakuló piaci szerkezet meghatározása volt. A magyar villamosenergia termelés jelentős része a közüzemi nagykereskedő kezében összpontosul hosszú távú áramvásárlási szerződéseken (HTM) keresztül lekötésben. Mivel az Európai Unió jelenleg is vizsgálja ezen szerződések piactorzító hatásait, feltételezhető, hogy ezek közül néhány felbontásra kerül, néhány pedig továbbra is érvényben marad. A HTM-ek szerkezete, azaz az, hogy mely HTM-eket bontják fel, meghatározza a kialakuló piaci szerkezetet és ezen keresztül az árakat is. Ennek következtében a szokásos modellezési érzékenységvizsgálatok mellett a kérdés arra összpontosult, hogy eltérő HTM felbontási forgatókönyvek esetén miként fog alakulni a villamosenergia piaci ára.

A jelenlegi és várt piaci szerkezet

Jelenleg Magyarország villamosenergia rendszere egy kettős piaci struktúrán alapul (ld. 1. ábra). Egyrészt áll egy közüzemi szegmensből, melyen a nagykereskedelmi feladatokat a közüzemi nagykereskedő, a Magyar Villamos Művek Zrt. (MVM) látja el. Ő biztosítja a területi áramszolgáltatóknak a szolgáltatás fenntartásához szükséges villamos energiát. Ezen áramszolgáltatók területi monopóliumok és ellátási kötelezettséggel tartoznak a közüzemi fogyasztók irányába. A villamosenergia ára mind a nagykereskedő-áramszolgáltató, mind az áramszolgáltató-fogyasztó viszonylatban hatóságilag szabályozott. Másrészt áll egy szabadpiaci szegmensből, melyen a szabadpiacon vásárlásra jogosult (feljogosított), és oda a közüzemi szolgáltatásból kilépett fogyasztók szabadon megválaszthatják, hogy kitől szerzik be a számukra szükséges villamos energiát. Ennek megfelelően az itt kialakuló árat a mindenkori keresleti-kínálati viszonyok határozzák meg.



A közüzemi nagykereskedő és több erőmű között HTM-ek vannak érvényben, melyek alapján a nagykereskedő az erőművektől előre rögzített áron megvásárolja az ott termelt villamos energiát, és azzal szabadon rendelkezik. A nagykereskedő a közüzemi szegmensben nem értékesített, feleslegesen lekötött kapacitásaival megjelenhet a szabadpiacon. Jelenleg a hazai nagykereskedelem kínálati oldalát a hosszú távú szerződéseken keresztül az MVM (az összes hazai termelő kapacitás kb. 75%-a), míg a keresleti oldalát a közüzemi kereslet dominálja (az összes hazai kereslet kb. 65%-a).

A villamosenergia piaci liberalizáció keretén belül a fenti piaci modellhez kapcsolódó modellváltás folyamatban van. Ezzel párhuzamosan zajlik az Európai Unió vizsgálata a HTM-ekre vonatkozóan. Elsőként tekintsük a várható piaci modellt. A villamosenergia piaci szereplők közül többen is elkészítették saját javaslataikat a majdani piaci modellre vonatkozóan. Ezen modellek vizsgálata és a Magyar Energia Hivatallal (MEH) való konzultációnk alapján véleményünk szerint a majdani modellben megjelenő legjelentősebb változás az lesz, hogy a nagykereskedelmi piac megosztottsága megszűnik, azaz a jelenlegi áramszolgáltatók (majdani egyetemes szolgáltatók) a szabadpiacról szerzik be az ellátáshoz szükséges villamos energiát (a modellezési feladatot nem befolyásolja, hogy ezen egyetemes szolgáltatóknak van-e elővásárlási joga vagy sem).

Az Európai Unió vizsgálatával párhuzamosan itthon is zajlanak egyeztetések arra vonatkozóan, hogy mely HTM-ek kerüljenek felbontásra. A felbontott HTM-ek esetén az elképzelések szerint az erőművek valamiféle kompenzációban részesülnék, azonban a részletek még nem ismertek. A kompenzációs mechanizmus keretén belül valószínűleg pénzügyi kötelezettségé alakítanák a HTM-ek alapján az erőművek számára járó kifizetéseket, melyben a kifizetésre kötelezett az MVM lenne. Annak eldöntése, hogy mely HTM-ek kerülnek felbontásra egy hosszú jogi/politikai egyeztetése folyamat eredménye lehet.

A nagykereskedelmi piaci modellezés során a fenti tényezőket figyelembe véve egy egységes piaci szerkezetet feltételeztünk, és a későbbiekben bemutatandó HTM felbontási forgatókönyvek esetén vizsgáltuk az eredmények alakulását.

A piaci szerkezet egyéb aspektusai

Mivel a modellezési feladat során elsődleges célunk a különböző HTM felbontási forgatókönyvek vizsgálata volt, ezért a piaci szerkezetre vonatkozó egyéb tényezők közül többnek a jelenlegihez való változatlanóságát feltételeztük. Elsőként megemlítjük a kötelező átvétel (KÁP) hatálya alá tartozó villamosenergia problémakörét. A kötelező átvétel az új modellben ugyanúgy hatósági áron történik majd, mint a mai rendszerben, és az átvett mennyiség nagysága sem fog jelentős mértékben változni. Másodikként tekintsük a rendszertartalékokat. Várhatóan az új piaci modellben a rendszerbiztonság fenntartásához szükséges tartalékokat ugyanazon erőművek fogják biztosítani, akik eddig is, mivel ezen tartalékokra vonatkozó technológiai korlátok nem változnak. Ennek megfelelően a rendszertartalékokra vonatkozó mennyiség a modellezés inputjai között fog megjelenni.

Az importkapacitások esetén jelentős változással szintén nem számolhatunk, mivel a kapacitások nagysága és biztonságosan szállítható kapacitások nagysága rövidtávon nem változik. Továbbá feltételezzük, hogy az ukrán határmetszéken megmarad a jelenleg is fennálló HTM, azaz az ott jelentkező kapacitás is az MVM kezelésében marad. Az import

figyelembevétele esetén az egyetlen változó tényező a külföldi nagykereskedelmi árak alakulása, melynek hatása azonban jelentős lehet.

A modellezési módszer bemutatása

Az oligopolisztikus piacok Cournot-modellje

A homogén termékek áralakulásának modellezésére általában a tökéletesen versenyző piac tankönyvi modelljét szokták alkalmazni és ez a megoldás a valósághoz közeli eredményeket ad. A villamosenergia piacnak azonban számos olyan sajátossága van, melyek megakadályozzák, hogy ezt a piaci szerkezetet feltételezzük. A homogén termékek áralakulását és nemzetközi árkiegyenlítődéset nagyban befolyásolja a nemzetközi kereskedelem széles volumene. A villamosenergia esetében azonban a nemzetközi szállításnak erős korlátot jelent a határkeresztező kapacitások korlátossága, azaz a nemzetközi árkiegyenlítődéset nem mehet végbe. Ezt a jelenséget figyelhetjük meg többek között az egymással szomszédos német, illetve cseh piacon. A szűkös határkeresztező kapacitások miatt az árak nem egyenlítődnek ki, mivel Csehország nem képes a teljes villamosenergia többletét elhelyezni a német piacon. Ennek következtében a cseh áramárak szintje tartósan alatta marad a németországinak, ami annak ellenére is igaz, hogy az utóbbi időben az árak jelentősen közeledtek egymáshoz.

A villamosenergia, mint termék azon sajátossága miatt, hogy a keresletet és a kínálatot folyamatosan egyensúlyban kell tartani a rendszerbiztonság fenntartása érdekében vannak olyan időszakok, melyekben jelentős hazai áramtermelésre van szükség. Ezekben a csúcsidezőszakokban egy termelő a termelésének a visszafogásával jelentősen emelheti a piacon kialakuló egyensúlyi árat. Tovább rontja a helyzetet, hogy a villamosenergia tárolhatatlansága miatt nincsen lehetőség készletezésre, hiszen a felhalmozott készletek az egyéb termékpiacokon jelentős puffert töltenek be. Azaz az olcsó időszakokban felhalmozott készletekből fedezik a csúcsidezőszakban jelentkező többletkeresletet.

Mivel sérül a tökéletesen versenyző piac legfontosabb feltevése, az árelfogadó vállalati magatartás, ezért a villamosenergia piacot oligopolisztikus piacnak tekintjük. Míg a tökéletes versenyző piacokon a vállalatok azzal a feltevéssel hozzák meg döntéseiket, hogy nem képesek befolyásolni a piacon kialakuló árat, addig ez nem igaz az oligopolisztikus piacokra. Azaz a piacon szereplő vállalatok a döntéseik során számolnak azzal, hogy saját illetve az egyéb piaci szereplők döntései a piaci árat befolyásolják. A közgazdasági és az árampiacok modellezésével foglalkozó empirikus irodalom alapján a Cournot-modell mellett döntöttünk.

A Cournot-modellekben a vállalatok döntési változója a kibocsátott mennyiség. A döntés meghozatala során azzal a feltevéssel élnek a vállalatok, hogy piaci versenytársaik döntését adottnak tekintik. A termelési döntések kombinációja akkor alkot egyensúlyt, ha egy vállalatnak sem éri önmagában eltérni az adott kombinációban megadott döntésétől. Azaz minden vállalat döntése legjobb válasz a többiek adott döntésére. A Cournot-piacon a vállalatok a monopóliumokhoz hasonlóan viselkednek, azaz a többiek adott döntése mellett kialakuló, irántuk megnyilvánuló ún. reziduális keresleti görbén maximalizálják saját profitjukat. Ennek következtében a Cournot-vállalat a saját határköltsége fölé képes emelni a piaci árat, ami által pozitív profitra tesz szert. Összehasonlítva a tökéletesen versenyző piaccal

a Cournot-piacon az összes termelt mennyiség alacsonyabb, a kialakuló ár, pedig magasabb lesz, mint tökéletes verseny esetén.

Belátható továbbá, hogy minél több vállalat van a piacon, annál közelebb lesz a piaci kimenet a tökéletes versenyhez, mivel a reziduális keresleti görbe egyre rugalmasabbá válik. Minél rugalmasabb a vállalat egyedi keresleti görbéje, annál kevésbé jövedelmező számára a termelés-visszatartás stratégiája.

Megjegyezzük továbbá, hogy a Cournot-modell az oligopólium modellek közül a legpresszisztább, azaz azonos piaci feltételek és vállalatok esetén ez eredményezi a legmagasabb árat és a legalacsonyabb mennyiséget. Ennek következtében a kapott előrejelzéseket ebben az esetben konzervatív előrejelzéseknek nevezzük.

A Cournot-modell adaptációja

A Cournot-modell magyar villamosenergia piacra való alkalmazása során az eredeti modell kiterjesztését tette szükségessé. Egyrészt meg kell határozni, hogy miként vesszük figyelembe a piaci ár befolyásolására nem képes, kompetitív szegély termelését. Másrészt meg kell határozni azon piaci szereplők körét, akik Cournot-szereplőnek minősülnek, azaz kapacitás döntéseik meghozatalakor figyelembe veszik a piaci ár változását. Harmadrészt, pedig a nemzetközi verseny hatását kell beépíteni a modellbe.

A kompetitív szegély

A magyar villamosenergia rendszerben több olyan erőmű is van, melyek árbefolyásoló képessége korlátozott, így a stratégiai viselkedésre való képesség feltevése irreális. Ennek következtében ezeket az erőműveket a kompetitív szegélyben vettük figyelembe. A kompetitív szegélyhez soroltuk: egyrészt a KÁP hatálya alá tartozó erőműveket, másrészt a Debreceni, az EMA Power, a Kelenföldi, a Kispesti, az Újpesti Erőműveket, valamint az Ajkai, Borsodi, Pécsi és Tiszapalkonyai Erőművek nem kötelező átvételre termelő egységeit és végül a Paksi Atomerőművet. Az első csoport esetében ezt az indokolta, hogy a termelés nagyságát nem a piaci folyamatok, hanem a hatósági ár határozza meg. A második csoport esetében a hőtermelés magas aránya és/vagy a beépített kapacitás alacsony volta indokolta az árelfogadó magatartás feltételezését. Az atomerőmű esetében pedig a fennálló technológiai korlátok gátolják a termelés gyakori és nagyarányú változtatását.

Az MVM helyzete speciális, mivel mind stratégiai, mind nem stratégiai kapacitásokkal is rendelkezik. Az ő esetében is azzal a feltevéssel éltünk az összes HTM felbontási forgatókönyv esetén, hogy versenyző kapacitásai az adott piaci áron maximális kihasználtsággal termelnek, ha a termelésből származó bevétel fedezi a változó költségeket (a termelés nem veszteséges).

A kompetitív szegély pillanatnyi kínálatát – a kötelező átvétel kivételével – a piaci ár nagysága határozza meg. Bármely piaci ár mellett az azzal megegyező és az annál alacsonyabb határköltségű erőművek teljes kapacitással termelnek. A teljes piaci kereslet bármely ár esetén a hozzátartozó szegély-termelés nagyságával csökken. A Cournot-vállalatok a versenyző szegély viselkedésének ismeretében hozzák meg saját kibocsátási döntéseiket.

Cournot-szereplők

Az, hogy mely piaci szereplőket tekintjük a stratégiai döntéshozatalra képes, azaz Cournot-szereplőnek, erősen függ attól, hogy mely HTM felbontási forgatókönyv alapján dolgozunk. A vizsgált forgatókönyvek esetén megmaradó HTM-ek az 1. táblázatban láthatók. (x-szel jelöltük azokat, ahol feltevésünk szerint adott forgatókönyv esetén megmarad a HTM.)

1. Táblázat: HTM felbontási forgatókönyvek

Megmaradó HTM-ek		1. forgatókönyv	2. forgatókönyv	3. forgatókönyv
AES-Tiszai Erőmű Kft. (AES)	Tisza II Erőmű	X		
Csepeli Áramtermelő Kft. (AES)	Csepel II Erőmű	X	X	
Paksi Atomerőmű Zrt.	Paksi Atomerőmű	X	X	X
Dunamenti Erőmű Zrt. (Electrabel)	Dunamenti Erőmű	X		
Pannonpower Holding Zrt.	Pannon Erőmű	X		
Mátrai Erőmű Zrt. (RWE)	Mátrai Erőmű	X	X	
Budapesti Erőmű Zrt. (EdF)	Kelenföldi Erőmű Gt.	X		
	Újpesti Erőmű Gt.	X		
	Kispesti Erőmű Gt.	X		

A magyar villamosenergia piacon fennálló HTM-re vonatkozóan három felbontási forgatókönyvet vizsgáltunk. Az elsőben az összes HTM megmarad, azaz egyet sem bontanak fel, míg a harmadikban az összes HTM felbontásra kerül, kivéve Paksot. A vizsgálati eredmények pontosítása érdekében megvizsgálunk egy olyan forgatókönyvet is, melyben csak HTM-ek egy része kerül felbontásra. Mivel ebben az esetben több forgatókönyv is létezhetne, és a modellezési száma exponenciális megnövekedne, a megrendelő képviselőivel egyetértésben arra jutottunk, hogy egyetlen köztes esetet vizsgálunk meg. Ebben az alaperőművi HTM-ek megmaradnak, azaz Paks, Mátra III-IV és Csepel továbbra is HTM keretében szállít villamos energiát az MVM-nek.

A HTM felbontási forgatókönyv meghatározza azon piaci szereplők körét, akik képesek stratégiai döntéshozatalra, azaz a piacon nem versenyzőként viselkednek. Az egyes HTM felbontási forgatókönyvek esetén a Cournot-szereplők a következők: 1. forgatókönyvben az MVM, a 2-ban az MVM, az AES és az Electrabel, míg az utolsóban hozzájuk csatlakozik még az RWE és az ATEL.

A felbontott HTM-ek esetén elképzelhető, hogy az MVM kompenzálja valamilyen formán az erőművek tulajdonosait. A modellezés során két szélsőséges esetet vizsgáltunk meg. Az elsőben az MVM egyáltalán nem kompenzálja az erőműveket, míg a másodikban a vizsgált rendelkezésre állási díjak alapján teljes kompenzációt ad. Ez alapján megadjuk azt az intervallumot, melybe az MVM jövedelmi helyzete változni fog.

A nemzetközi verseny

Magyarországon a nemzetközi villamosenergia kereskedelem hazai fogyasztáshoz viszonyított volumene igen magas. Az összes nagykereskedelmi értékesítésen belül az import szaldó aránya 2006-ban 17,09% volt (lásd 2. táblázat). Ez alapján azt mondhatjuk, hogy a hazai fogyasztás 17,09%-a külföldi forrásokból lett fedezve. Ennél még jelentősebb a teljes importált mennyiség, ami ennek több mint duplája, azaz a hazai villamosenergia hálózaton rendkívül magas a tranzit aránya, a hazai fogyasztáshoz viszonyítva nagyjából 21%. Magyarország fő importforrása Szlovákia és Ukrajna, míg az export döntően Horvátország irányába tart.

2. Táblázat: A nagykereskedelmi értékesítés szerkezete, 2006

	Mennyiség GWh	Megoszlás
Hazai erőművek	31 815	82,91%
Import szaldó	6 556	17,09%
Import*	14 784	38,53%
Export*	8 228	21,44%
Összesen	38 371	100,00%

*Kereskedelmi forgalom, Forrás: MAVIR

Az igen jelentős külkereskedelmi aktivitás a hazai árampiac erős nemzetközi integráltságára utal, ennek következtében feltételezhető, hogy a hazai árampiaci folyamatokat és áralakulásokat jelentős mértékben befolyásolják a külföldi piaci folyamatok. A közép-kelet-európai országok villamosenergia-piacai az élénk nemzetközi kereskedelem ellenére sem fejlődtek még egységes piaccá. Mint arról már korábban volt szó, ez a határkeresztesző kapacitások szűkössége miatt alakult így, azaz a térségben a szűkösség miatt nem megy végbe a nagykereskedelmi villamosenergia árak teljes kiegyenlítődése.

Korábbi vizsgálataink alapján a régió országait ketté lehet osztani egy a magyar nagykereskedelmi árhoz képest drága és olcsó régióra. A magas árú régióba jellemzően export, míg az olcsó árú régióból jellemzően import irányú kereskedelem zajlik. Ezeket a jellemző irányokat természetesen egész éves szinten kell érteni, mivel előfordulhatnak ezzel ellentétes kereskedési időszakok is, azonban ezek száma alacsony. A magas árú régióba soroltuk Horvátországot és Szerbiát, míg az olcsó régió Ausztria, Szlovákia és Románia. Mint arról már korábban volt szó, az ukrán határmetszéken folyó nemzetközi kereskedelem az MVM ellenőrzése alatt zajlik, így a transzparens nemzetközi kereskedés során nem vesszük figyelembe.

Modellünkben a nemzetközi piac térbeli szerkezetének megjelenítésére csak erős leegyszerűsítések árán volt lehetőség. A leegyszerűsítések megvalósításánál arra törekedtünk, hogy azok a modell előrejelzéseit pesszimista irányba változtassák. A határkeresztesző kapacitások meghatározásánál több tényezőt is figyelembe kellett venni. Elsőként megvizsgáltuk, hogy mekkora az egy adott határmetszéken üzembiztosan szállítható villamosenergia (NTC érték). Másrészt megvizsgáltuk a ténylegesen szállított mennyiségeket is a 2006-os évben. Harmadrészt, pedig azt is figyelembe vettük, hogy mekkora lehet az a kapacitás, amely még nem befolyásolja a szomszédos országok nagykereskedelmi árait jelentős mértékben. Ez utóbbira azért volt szükség, mivel feltételezésünk szerint a külföldi import forrás egy konstans nagykereskedelmi ár alapján lesz figyelembe véve. Ezek következtében jutottunk arra a megállapításra, hogy az északi régióban a teljes szállítási kapacitás 1400MW, míg a déli régióban ugyanez az érték 600MW.

A külpiacon feltételezett viselkedése a kompetitív szegély viselkedésének analógiájára épül, azzal a különbséggel, hogy a nemzetközi szállító-kapacitások hazai keresletre gyakorolt hatása kétirányú: a külpiacon ár felett a kereslet a szállítóvezeték maximális kapacitásával megegyező módon szűkül, a külpiacon ár alatt pedig annak nagyságával bővül. Vagyis ha a hazai ár meghaladja a külpiacon árát, akkor a külpiaconról a szállítóvezeték nagyságának megfelelő import áramlik a hazai piacra, ha viszont a hazai ár alatta marad a külpiacon árának, akkor a szállítóvezeték kapacitásával egyező export áramlik ki az országból. Azonos árszint mellett a két piac egységessé válik és a hazai termelők számára vízszintes keresleti görbe adódik.

Szemléltessük egy példa segítségével a hazai és nemzetközi piacok egymásra hatásának fent bemutatott mechanizmusát. Tegyük fel, hogy az aktuális ár az északi zónában 12 Ft/kWh, a nyugati zónában pedig 15 Ft/kWh. Ilyen külpiacon árfeltételek mellett a hazai piaci egyensúlyban 13 Ft/kWh nagyságú ár csak az északi piacról érkező 1400 MW nagyságú import és a nyugati piacra irányuló 600 MW-os export, vagyis összességében 800 MW-os import szaldó mellett jöhet létre.

A modell implementálása és kalibrálása

Az előrejelzés időhorizontja a modellszámítások többszöri – a kereslet és kínálat változó paramétereivel történő – megismétlését tette szükségessé. A számítások kezelhetősége érdekében a vizsgálandó szituációk számát húsz ún. reprezentatív órára szűkítettük. A reprezentatív órákban modellezett forgatókönyvek a kereslet szintjében, a rendelkezésre álló erőművi kapacitások volumenében és a külpiacon árak nagyságában különböznek egymástól. A potenciálisan vizsgálandó szituációk nagyarányú csökkentését az tette lehetővé, hogy a változás által érintett tényezők (kereslet, rendelkezésre álló erőművi kapacitás, nemzetközi árak) mozgása erősen korrelál.

Kínálat

Az erőművek kínálatának meghatározásához az erőművek nettó kapacitás adatira és a termelés határkötségére (mely tulajdonképpen az átlagos változó költség) van szükségünk. Mivel a modellezés célja a piaci kimenet előrejelzése a 2007-2008-as időszakra, ezért mindkét adat esetében előrejelzéseket kellett tennünk. A nettó kapacitás esetén arra a megállapításra jutottunk a Magyar Villamos Ipari-rendszerirányító kapacitásterve alapján, hogy ebben a kétéves periódusban nem várható az erőművi kapacitások változása, azonban néhány évvel hosszabb távon a kapacitások nagysága jelentősen átalakulhat. Az alapesetnek választott forgatókönyvben továbbá feltettük, hogy minden erőmű azonos, 90%-os éves rendelkezésre állást képes elérni. A reprezentatív órákhoz tartozó kapacitás értékeket úgy becsültük, hogy az alacsonyabb keresletű időblokkhoz alacsonyabb kapacitás értékeket rendeltünk, úgy hogy a rendelkezésre álló kapacitás 20 időblokkra vonatkozó átlaga a nettó kapacitás 90 százaléka legyen. A kötelező átvétel termelési szintjeit a 2005-ös kötelező átvételi termelés órák tartamdiagramja alapján becsültük (a keresleti szintek meghatározásnak módszerét követve).

A határkötség adatok meghatározása két lépcsőből állt. Egyrészt meghatároztuk, hogy a villamosenergia termelésre használt primer energiahordozók ára hogyan fog alakulni várhatóan a vizsgált időszakban. Másrészt, pedig a rendelkezésre álló adatok alapján becsültünk arra vonatkozóan, hogy az egyes erőművek milyen hatékonysággal képesek a felhasznált tüzelőanyagot villamos energiává alakítani. Végül ezen adatok alapján meghatároztuk a termelés átlagos változó költségét, mely abban a speciális esetben, ha

konstans, azonos a villamosenergia termelés határkölségével. Az erőművi határkölségek előrejelzéseikhez további információkra volt szükségünk, melyeket a részletes eredmények bemutatása előtt ismertettünk.

Előrejelzések

A modellezés inputadatainak meghatározásához a következő főbb makrogazdasági mutatókat használtuk fel: i) Forint/Euró árfolyam várható alakulása, ii) Forint/dollár árfolyam várható alakulása, iii) Brent olajár (dollár/hordó) és magyarországi várt infláció alakulása. Ezen adatokat a Magyar Nemzeti Bank (MNB) Jelentés az infláció alakulásáról augusztus havi kiadványa alapján határoztuk meg. A kiinduló adataink a 3. táblázatban láthatók.

3. Táblázat: Előrejelzések a főbb makrogazdasági mutatókra
(MNB alapján)

	2005	2006	2007	2008
Forint/euró árfolyam	248,1	265,9	248,6	260,0
Forint/dollár árfolyam	199,6	210,4	184,1	188,1
Brent olajár (dollár/hordó)	54,4	65,1	69,6	89,9
Fogyasztói árindex		1,040	1,076	1,045

A magyarországi erőművek költségeinek becslése során szükségünk volt a felhasznált földgáz, szén, és nukleáris tüzelőanyag költségeinek alakulására.

A földgáz esetében figyelembe vettük, hogy a Budapesti Erőmű a villamosenergia termeléshez szükséges földgázt a Fővárosi Gázművektől szerzi be, szemben a többi gázüzemű erőművel, melyek közvetlenül a nagykereskedőtől vásárolnak. Ennek következtében a felhasznált földgáz esetén meghatároztuk a MOL szállítóvezetési és a gázszolgáltatói gázárak alakulására vonatkozóan is.

A földgáz árának meghatározása során a Brent olajár és a Forint/dollár árfolyam alakulását vettük figyelembe. Továbbá felhasználtuk a legfontosabb importszerződés (MOL-PanRusGas) árképzési mechanizmusát, mely a dollárban meghatározott kétféle olajszármazék előző kilenc havi átlagának megfelelően változik. Ezt az előrejelzést használtuk arra, hogy meghatározzuk a szállítóvezetési és gázszolgáltatói árak alakulását.

4. Táblázat: Gázár előrejelzés
(Brent olajár és Forint/dollár árfolyam változása alapján)

	2005	2006	2007	2008
MOL szállítóvezetési Ft/GJ	1 326	1 878	2 037	2 225
Gázszolgáltatói Ft/GJ	1 535	2 042	2 244	2 421

A szén, illetve atomerő költségeinek meghatározása ennél lényegesen egyszerűbben történt. Mindkét esetben a 2005-ös év költségeit tekintettük bázisnak és ezt a fogyasztói árindex alakulásával korrigáltuk minden évben. A szén erőművek esetén ez a hazai szénfelhasználással indokolható, azaz az árak alakulását nem befolyásolja a nemzetközi kereskedelem alakulása. Az atomerőmű esetén pedig a tüzelőanyag piacain megnyilvánuló rendkívül széles verseny teszi lehetővé ennek az eljárásnak az alkalmazását.

5. Táblázat: Szénár előrejelzés
(2005-ös bázis és CPI alapján)

	2005	2006	2007	2008
Mátra Ft/GJ	500	520	560	585
Vértés Ft/GJ	700	728	783	819

6. Táblázat: Paksi energiaköltség előrejelzése
(2005-ös bázis és CPI alapján)

	2005	2006	2007	2008
Paks Ft/MWh	2 620	2 725	2 932	3 064

Az erőművi változó költségek meghatározása

Az erőművi változó költségek a modellezés kínálati oldalát határozzák meg. Az előrejelzések során a 2005-ös Villamosenergia Statisztikai Évkönyv alapján és saját információinkat figyelembe véve becslést adtunk arra vonatkozóan, hogy mekkora a fajlagos hő-felhasználás a vonalra adott villamos energiára vonatkozóan. A számítás alapadatait képező információk közül a kiadott hőre vonatkozó tüzelőhő-felhasználási mutatószámot saját becslésünk alapján határoztuk meg. Ebben az esetben azért nem a MEH évkönyvekben található tényadatokkal dolgoztunk, mivel a felhasznált hőmennyiség villamos energiára és hőtermelésre való felosztására többféle módszer ismert. Mivel nem tudjuk, hogy az egyes erőművek ezt hogyan tették meg, ezért figyelembe véve az összehasonlíthatóság igényét mi egységes módszertan alapján számoltunk.

A számítás menete a következő volt. Első lépésben meghatároztuk, hogy az egyes erőműveknek 1kWh villamosenergia előállításához mennyi hőt kell felhasználniuk. Ennek az értéknek a kiszámítása a következő képlet alapján történt. Első lépésként kiszámítottuk, hogy mennyi a kiadott hőre jutó teljes hő-felhasználás, azaz a kiadott hő értékét megszoroztuk a fajlagos hő-felhasználásra vonatkozó szekértői becslésünkkel. Ennek az értéknek és a teljes hő-felhasználásnak a különbségét tekintettük a villamosenergia termelésre fordított felhasznált hőmennyiségnek. Ez alapján kiszámítottuk, hogy 1kWh villamos energiához mennyi hőt használt fel az erőmű, és ez az érték az alapja az erőművi határkölségek becslésének.

Az erőművi határkölség-adatokat a fajlagos hő-felhasználás kiadott villamos energiára és a tüzelőanyag költség alapján állítottuk elő (7. táblázat). A kötelező átvétel ára pusztán technikai okok miatt szerepel 1-es határkölségen.

7. Táblázat Határkölség adatok

Irányító tulajdonosok	Erőművi egység	Határkölség 2007	Határkölség 2008
	Kötelező átvétel	1	1
	Kis szenesek*	10 183	10 642
EMA Power	EMA Power	16 120	17 611
E.ON	Debreceni GT	12 307	13 445
EdF	Budapest Kelenföldi GT	14 233	15 354
	Budapest Kispest GT	11 541	12 450
	Budapest Újpest GT	12 550	13 538
MVM	Paks	2 932	3 064
	Vértes Oroszlány	10 288	10 751
RWE	Mátra I-II	7 234	7 559
	Mátra III-V**	6 382	6 669
ATEL	Csepel GT	15 200	16 605
Electrabel	Dunamenti GT1	11 688	12 768
	Dunamenti GT2	16 130	17 621
	Dunamenti II	21 391	23 368
AES	Tisza II	20 901	22 833

Rendelkezésre állási díjak becslése

Habár a szabályozó hatóság 2006 végén újra bevezette a hatóságilag szabályozott rendelkezésre díjakat és ki is hirdette azok mértékét, véleményünk szerint a kihirdetett adatok jelentősen torzák az eredeti HTM-ekben foglalt rendelkezésre állási díjakhoz képest. Ezért készítettünk egy becslést arra vonatkozóan is, hogy mekkorák lehetnek a rendelkezésre állási díjak az egyes HTM-es erőművek esetében. Tehát a HTM-es erőművek esetén az MVM nem csak a termelés becsült változókölségét fizeti meg az erőműveknek, hanem a HTM-ekben rögzített rendelkezésre állási díjat. Azaz feltételezzük, hogy a HTM-ek alapján garantált profitot az MVM csak a rendelkezésre állási díjakon keresztül téríti meg, míg az energiadíj megegyezik a termelés tényleges változó költséggel (ahogy az az eredeti hatóságilag kihirdetett tarifák alapján volt). Az összehasonlítás érdekében azonban elvégezzük majd a számításokat a kihirdetett hatósági díjakra is.

Tehát az MVM azon erőműveknek, melyek HTM-jei megmaradnak, olyan díjat fizet a tőlük vásárolt villamos energiáért, mely fedezi a termelés változó költséget és a rendelkezésre állás becsült díját. A rendelkezésre állási díjak becslése során a rendelkezésre álló adatok a következők voltak: szerződéssel lekötött kapacitás nagysága, a közüzemi értékesítés átlagára és az előre jelzett változó költség 2005-re. Ezek alapján az adatok alapján a rendelkezésre állási díjat a következő képlettel számítottuk ki: $(p_{közüzem} - AVC)q_{közüzem} / q_{szerzőzser}$, ahol $p_{közüzem}$ a közüzemi értékesítés átlagára, AVC a termelés átlagos változó költsége (határkölség), $q_{közüzem}$ a közüzemben értékesített mennyiség és $q_{szerzőzser}$ a szerződéssel lekötött kapacitás. Ezt az értéket a 2005-ös évre számítottuk ki és indexálás alapján kaptuk meg a 2007-2008-ra vonatkozó előrejelzéseinket. A 8. táblázatban a 2007-es évi becsült, tényleges és a 2003-as tényleges

hatósági rendelkezésre állási díjak szerepelnek (a 2008-ra becsült rendelkezésre állási díjak megegyeznek a 2007-es értékekkel, mivel ezek inflálásától eltekintettünk).

8. Táblázat: Rendelkezésre állási díjak:
Előrejelzés vs. Hatósági díjak

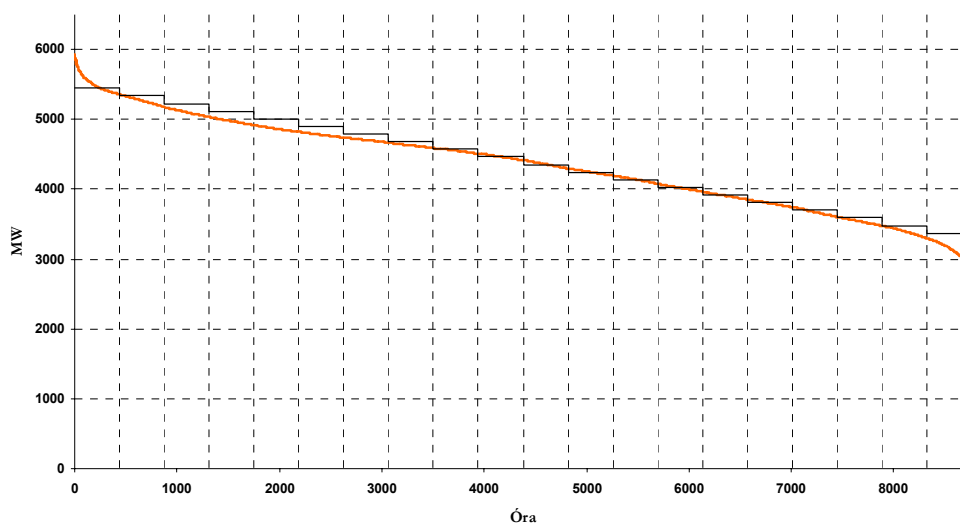
eFt/MW/év	Előrejelzés 2007-re	Hatósági árak 2007-ben	Hatósági árak 2003-ban
EMA Power			
Debreceni GT			
Kelenföldi GT	45 557	51 558	55 061
Kispest GT	26 933	27 222	
Újpest GT	41 322	46 248	48 686
Paks	50 011	53 875	45 550
Oroszlány			
Mátra I-II			
Mátra III-V	43 773	29 359	39 663
Dunamenti GT1			
Dunamenti GT2	27 365	21 563	31 635
Dunamenti II	15 349	10 617	13 854
Tisza II	15 277	10 617	14 488
Csepel GT	37 122	35 438	42 277

Az MVM profitjának meghatározása során készítettünk egy optimista és egy pesszimista becslést is. az optimista becslésben az MVM nem nyújt kompenzációt a felbontott HTM-ek után a tulajdonosoknak, míg a pesszimista esetben teljes körűen kártalanítja őket. A kompenzáció mértékét minden esetben az erőmű piacon realizált profitjának és a HTM-ben rögzített rendelkezésre állási díjnak a különbsége. Azaz ezek az erőművek megkapják a HTM-ben rögzített profitjukat, de egy részét a piacon szerzik meg maguknak azáltal, hogy a piaci ár magasabb, mint a saját átlagos változó költségük. Ennek megfelelően, ha a piacon elért profit nagyobb, mint a rendelkezésre állási díj, akkor az MVM nem nyújt kompenzációt, hiszen a vállalat a piacon megszerezte a számára garantált profitot.

Kereslet

A villamosenergia piaci kereslet meghatározása a 2006-os órás fogyasztási adatok alapján történt. A tartamdiagramra egy lépcsőzetes, 20 lépcsőfokból álló keresleti függvényt rendeltünk, azaz az év 8760 óráját 20 reprezentatív órával jellemeztük. Minden lépcsőfok azonos magasságú és hosszúságú, azaz egy lépcsőfok 438 órát reprezentál. A keresleti függvény közelítéséhez egy konstans ár-rugalmasságú, hatványkitevős alakú függvényt választottunk. A villamosenergia saját-árugalmasságát a nemzetközi becslésekre alapozva -0,1-nek tekintettük. Ez azt jelenti, hogy a villamosenergia árának 1%-os változása esetén a keresett mennyiség 0,1%-al fog változni az árváltozással ellentétes irányba, azaz a villamosenergia kereslete rugalmatlannak tekinthető. A rugalmasság ismerete még nem határozza meg a pontos egyenletét a keresleti függvénynek, szükség van a függvény egy pontjának ismeretére. A keresleti függvény lehorgonyzásához a reprezentatív keresleti értéket vettük alapul, azaz megkerestük azt a hatványkitevős, adott rugalmasságú keresleti függvényt, mely átmegegy az adott reprezentatív órához tartozó keresleti értéken és az éves átlagár által meghatározott ponton.

2. ábra



Az összes hazai villamosenergia fogyasztás esetén 2%-os éves növekedési szinttel számoltunk.

A nagykereskedelmi piac modellezése során a közüzemi és a szabadpiaci fogyasztás külön-külön mért tartamdiagramját nem kell figyelembe venni, azonban a nagykereskedelmi átlagárak kiszámolása során már ezen adatokra is támaszkodni fogunk.

Külpiaci árak

A külpiaci árak meghatározásához a 2007-2008-ra várt szlovák és horvát nagykereskedelmi árat vettük figyelembe, mivel a déli kereskedést a horvát, míg az északit a szlovák irányból történő szállítások dominálják. A várt nagykereskedelmi árakra vonatkozóan is egy lépcsős függvényt szerkesztettünk az EEX 2006-os órás jegyzései alapján. Azaz az EEX adatokra illesztettünk egy lépcsős függvényt, amelyet úgy toltunk el mind 2007, illetve 2008 esetén, hogy a lépcsős függvényből számított átlagár egyezzen meg az előre jelzett nagykereskedelmi árákkal.

Modellezési eredmények

A modellezési feladat outputja tehát a magyarországi nagykereskedelmi ár minden egyes reprezentatív órára. Mielőtt bemutatnánk, hogy az egységes nagykereskedelmi ár miként alakítja a kiskereskedelmi árakat, ismertetjük az eredményeinket. Összességében tehát három HTM felbontási forgatókönyvet vizsgáltunk, melyek mindegyikében elvégeztük egy érzékenységvizsgálatot a Forint/euró árfolyam eltérő alakulására vonatkozóan. Ez utóbbira azért volt szükség, mivel véleményünk szerint a várt árfolyamban lévő bizonytalanság a legnagyobb, továbbá ennek a változásnak előreláthatólag jelentős hatása van a hazai piacon kialakuló egyensúlyi árakra, mind a külpiaci árak változásán keresztül, mind a módosuló tüzelőanyag-költségek tekintetében. Az alternatív Forint/euró árfolyam az MNB által előre jelzett 248,6 Ft/euró-val szemben a 260 Ft/euró-s szint. Ez a gyenge árfolyam a modellezés outputját pesszimista irányba módosítja, mivel mind a külföldi, mind a hazai villamosenergia költségét megemeli.

Az eredmények bemutatása három szemponton keresztül történik: 1) nagykereskedelmi árak alakulása, 2) MVM nyereségének alakulása, 3) majdani egyetemes szolgáltatók felé jelentkező nagykereskedelmi átlagár.

Nagykereskedelmi árak

A nagykereskedelmi árak vizsgálata alapján elmondható, hogy mind 2007-2008-ban a várható nagykereskedelmi ár a felbontott HTM-ekkel párhuzamosan csökken. Ez az eredmény intuitív, hiszen a HTM-ek felbontásával párhuzamosan nő a versenyző piaci szereplők száma is, azaz csökken a piaci koncentráció, aminek árcsökkentő hatása van (az eredményeket lásd a 9. táblázatban). A Ft gyengülésének egyértelműen árnövelő hatása van, és az ár változásának százalékos nagysága nagyjából megegyezik az árfolyam változás százalékos változásával. Tehát a modell is igazolta azt a feltevést, hogy a magyar villamosenergia nagykereskedelmi árát jelentősen befolyásolja a külföldi nagykereskedelmi árak alakulása, mivel láthatóan hiába lett relatíve drágább a külföldi villamosenergia, a hazai források nem szorították ki ezeket, hanem követték az árfolyam-változást.

9. Táblázat: Nagykereskedelmi árak (KÁP nélkül)

	Ft/MWh	2008	
	Árfolyam	248,6	260
1. forgatókönyv – Minden HTM megmarad		17 829	18 503
2. forgatókönyv - Csak az alaperőművi HTM-ek maradnak meg		16 648	17 292
3. forgatókönyv - Csak a paksi HTM marad meg		16 647	17 272

Az adatok alapján azt mondhatjuk, hogy a legnagyobb árnövekedés 2007-hez viszonyítva akkor következne be, ha minden HTM megmaradna.

Az MVM nyereségének alakulása

10. Táblázat: MVM profit alakulása

	Árfolyam Ft/euró	248,6		260	
		MVM üzleti eredménye	MVM nyeresége kompenzáció után*	MVM üzleti eredménye	MVM Nyeresége kompenzáció után*
	millió Ft				
2008	1. forgatókönyv - Minden HTM megmarad	113 666	113 666	133 853	133 853
	2. forgatókönyv - Csak az alaperőművi HTM-ek maradnak meg	120 191	92 347	132 720	110 384
	3. forgatókönyv - Csak a paksi HTM marad meg	106 117	73 278	114 624	88 685

* Becsült rendelkezésre állási díjak alapján

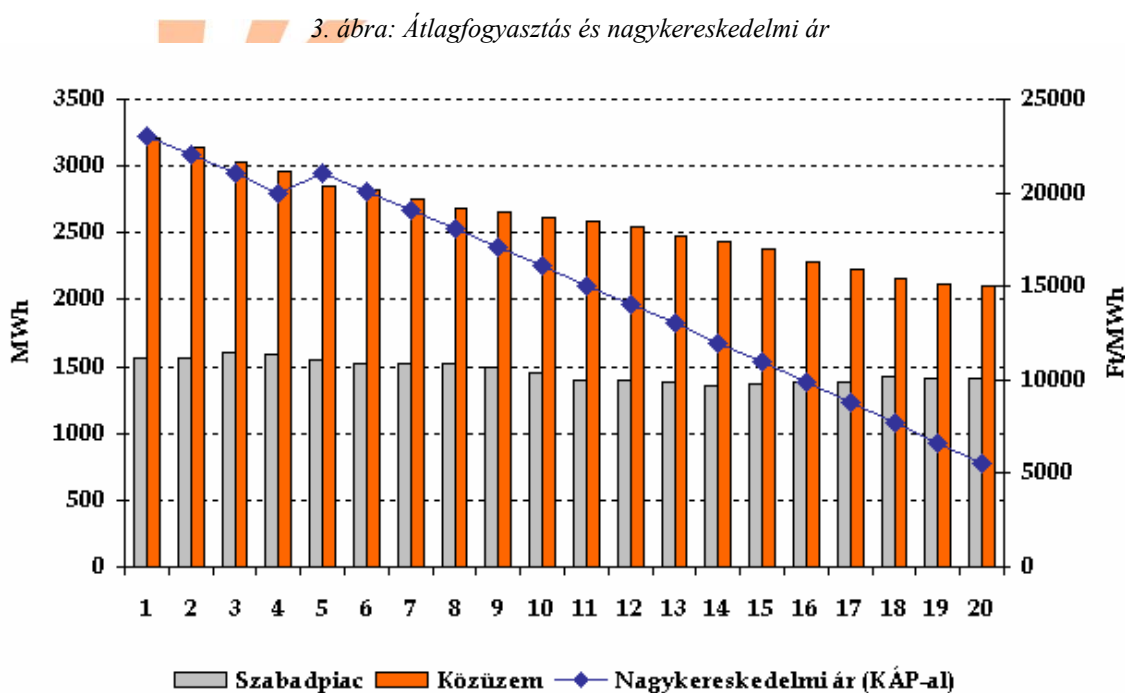
Első látásra talán furcsának tűnhet, hogy az MVM a legmagasabb profitot a kompenzáció nélküli esetben akkor éri el, ha az alaperőművi HTM-ek megmaradnak. Ennek magyarázataként az szolgál, hogy ebben az esetben több nem hatékony erőműtől (a csúcserőművektől) megszabadul, ugyanakkor a portfóliójában marad a Mátrai Erőmű, mely ellensúlyozza ezen erőművek elvesztését.

A fenti eredmények alapján továbbá elmondható, hogy az MVM profitjára vonatkozó alsó becslés is több mint 73 milliárd Ft. Ugyanez a legalacsonyabb profitot akkor realizálná az MVM, ha csak a paksi HTM maradna meg, és a felbontott HTM-ek után teljes körű kompenzációt kellene fizetnie.

Közüzemi nagykereskedelmi átlagárak

A közüzemi nagykereskedelmi átlagárak számítása során figyelembe vettük, hogy a közüzemi éves tartamdiagram alakulása jelentősen eltér a szabadpiacitól, mely sokkal kiegyensúlyozottabb, azaz sokkal kisebb az egyes órákban a fogyasztás ingadozása. Ennek következtében a közüzemi nagykereskedelmi átlagár meghatározása a 2006-os év fogyasztási adatain alapul. Minden reprezentatív órában meghatároztuk az átlagos közüzemi fogyasztás nagyságát és ezekkel való súlyozás alapján számítottuk ki az átlagos ár nagyságát.

Tekintsünk egy konkrét példát. A 3. ábrán látható az egyes reprezentatív órákhoz tartozó átlagos közüzemi fogyasztás és az adott órában számított teljes nagykereskedelmi átlagár. Ez alapján is látszik, hogy a közüzemi fogyasztás azokban az órákban magasabb, melyekben a nagykereskedelmi ár is magas. Ennek következtében a szabadpiaci nagykereskedelmi ár eltér a közüzemétől.



A következő táblázatban az egyes modellezés forgatókönyvek esetén számított közüzemi és szabadpiaci nagykereskedelmi ár látható.

11. Táblázat: Közüzemi nagykereskedelmi árak alakulása (KÁP-al)

Ft/MWh	248,6			206		
Forgatókönyv	1.	2.	3.	1.	2.	3.
2008 szabadpiac	18 115	17 090	17 090	18 704	17 652	17 634
2008 közüzem	18 456	17 417	17 417	19 055	17 988	17 970

Az eredmények alapján elmondható, hogy minden esetben a közüzemi és a szabadpiaci átlagár közötti különbség 1,9-2,0%, azaz a közüzem minden esetben körülbelül ennyivel magasabb áron tud vásárolni, pusztán az eltérő fogyasztási szerkezet miatt. Továbbá érdekes, hogy erős Ft esetén nincsen lényegi különbség a 2-es és 3-as HTM felbontási forgatókönyv eredményei között. Ez arra utal, hogy ebben az esetben az import relatíve nagyon olcsó a hazai termelési költségekhez viszonyítva.

Kiskereskedelmi árak a közüzemben

A közüzemi kiskereskedelmi árak meghatározása során a 2007-ik évi hálózathasználati, rendszerszabályozási tarifákat vettük figyelembe a vonatkozó GKM rendelet alapján. 2008-ra ezeket az értékeket inflációval korrigáltuk. A rendszerirányítási díjban nem szerepel az átállási díj és a megújulókat támogatásának díja (ez már benne van a fenti árakban). Az elosztási díjak esetén a kisfeszültségű III-as díjjal való közelítést használtunk, mivel ezek adják e legpontosabb becslést a lakossági átlagos tarifákra vonatkozóan.

12. Táblázat: Hálózati tarifák alakulása

Ft/MWh	2007	2008
Rendszerirányítási díj	247	255
Rendszerszintű szolgáltatások díja	672	695
Átviteli díj	1 047	1 083
Elosztási díj	9 553	9 878
Összesen	11 519	11 911

A kiskereskedelmi árak meghatározása során tehát figyelembe vesszük a fenti hálózati tarifákat, továbbá a közüzemi nagykereskedelmi ár alapján egy költség-plusz jellegű árrést tételezünk fel az áramszolgáltatók esetében, melynek mértéke 6%. Ez a 6% azonban csak a villamosenergia beszerzési árát érinti. Ezek alapján a kiskereskedelmi árak, a következőképpen alakulnának a 2007-2008-as periódusban.

13. Táblázat: Közüzemi kiskereskedelmi átlagár (ÁFA nélkül)

Ft/MWh	248,6			260		
Forgatókönyv	1.	2.	3.	1.	2.	3.
2008	30 367	29 328	29 328	30 966	29 899	29 881

2007. februártól a közüzemi végfelhasználói átlagár 28 650 Ft/MWh adók nélkül. Minden vizsgált forgatókönyv esetén a kiskereskedelmi ár növekedése akkor lenne a legnagyobb, ha minden HTM megmaradna, 5,9% az erős, míg 8,1% a gyenge forint esetén. Ugyanakkor ezt az árnövekedést jelentősen ellensúlyozhatná a HTM-ek felbontása. Ha csak az alaperőművi HTM-ek maradnának meg, akkor a két árnövekedés az ideai évhez képest 2,4% illetve 4,3% lenne.

Melléklet

Melléklet 1.: Kiadott villamos energiára jutó fajlagos hőfelhasználás számítása 2005-ös adatok alapján

Irányító tulajdonosok	Erőművi egység	Teljes tüzelőhő felhasználás TJ	Fajlagos hőfelhasználás kiadott hőre kJ/kJ	Hőkiadásra jutó hőfelhasználás TJ	Kiadott hőenergia TJ	Kiadott villamos energiára jutó hőfelhasználás TJ	Kiadott villamosenergia GWh	Fajlagos hőfelhasználás kiadott villamos energiára kJ/kWh
	Kötelező átvétel							
	Kis szeszemek*							13000
EMA Power	EMA Power	6 953	1,1	5 845	5 314	1 108	140	7 914
E.ON	Debreceni GT	5 417	1,1	1 206	1 096	4 211	697	6 042
EdF	Budapest Kelenföldi GT	7 119	1,1	3 333	3 030	3 787	597	6 343
	Budapest Kispest GT	4 857	1,1	2 702	2 456	2 155	419	5 143
	Budapest Újpest GT	5 329	1,1	3 070	2 791	2 259	404	5 593
MVM	Paks							
	Vértes Oroszlány	17 572	1,2	447	372	17 125	1 304	13 134
RWE	Mátra I-II	13 477			0	13 477	1 042	12 929
	Mátra III-V**	40 832	1,2	269	224	40 563	3556	11 406
ATEL	Csepel GT	14 230	1,1	1 432	1 302	12 797	1 715	7 462
Electrabel	Dunamenti GT1	9 567	1,1	4 978	4 525	4 589	800	5 738
	Dunamenti GT2	11 708	1,1	613	557	11 095	1 401	7 918
	Dunamenti II	15 674			0	15 674	1 493	10 501
AES	Tisza II	14 435			0	14 435	1 407	10 261

Melléklet 2.: Nagykereskedelmi árak (KÁP-al)

Ft/MWh	2008	
Árfolyam	248,6	260
1. forgatókönyv – Minden HTM megmarad	18 333	18 929
2. forgatókönyv - Csak az alaperőművi HTM-ek maradnak meg	17 300	17 867
3. forgatókönyv - Csak a paksi HTM marad meg	17 299	17 849

Melléklet 3.: MVM profit alakulása

Árfolyam		248,6		260	
M Ft		MVM nyeresége	MVM nyeresége kompenzáció után*	MVM nyeresége	MVM nyeresége kompenzáció után*
2008	1. forgatókönyv - Minden HTM megmarad	118 252	118 252	138 439	138 439
	2. forgatókönyv - Csak az alaperőművi HTM-ek maradnak meg	121 098	96 961	133 627	114 879
	3. forgatókönyv - Csak a paksi HTM marad meg	100 013	71 470	108 520	86 742

*Hatósági rendelkezésre állási díjak alapján

