JELENTÉS

az energiapiacokról

2012. I. SZÁM

Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont
REKK

A Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont (REKK) célja az üzleti és környezeti szempontból is fenntartható energiapiacok kialakításához való szakértői hozzájárulás. Széles körű kutatási, tanácsadási és oktatási tevékenységet végzünk a villamosenergia-, gáz- és szén-dioxid-piacok területén 2004 óta. Elemzéseink a szabályozói intézkedések hatásainak vizsgálatától az egyedi vállalati beruházási döntés-előkészítésig terjednek.

A REKK fő tevékenységei:

Kutatás

Fő kutatási területünk a kelet-közép- és a délkelet-európai régió:

- regionális villamosenergia- és gázármodellezés
- CO_2-kvótakiosztás és -kereskedelem
- megújuló erőforrások támogatása és piacai
- ellátásbiztonság
- piaci belépési és kereskedelmi korlátok
- szolgáltatóváltás

Tanácsadás

- ár-előrejelzés és országtanulmányok a beruházási döntések előkészítéséhez
- nagyfogyasztói tanácsadás az energiastratégia kialakításához a liberalizált piacon
- árszabályozási tanácsadás a szabályozó hatóságok és az energiaszolgáltató cégek részére
- konzultáció és tanácsadás rendszerirányítók részére, az új piaci kihívások kezelésére

Oktatás

Képzési programjaink:

- nyári egyetem
- szabályozói kurzusok
- tréningek és e-learning kurzusok az alábbi témákban:
  - árszabályozás
  - villamosenergia-piacok
  - piacmonitoring
  - gázpiacok
- alkalmi, vállalati képzések egyedi igények alapján

A piacnyitás következtében ma már az energiapiacok nem elemezhetők a regionális környezet figyelembevétele nélkül. A kelet-közép- és délkelet-európai régió országainak piaci helyzetét és fejleményeit folyamatosan figyeljük. A régiós áramárak előrejelzésére 15 országra kiterjedő regionális villamosenergia-piaci modellt építettünk.

A REKK munkatársai iparági szabályozói tapasztalatukkal, valamint egyetemi tudományos hátterükkel az energiaszektort érintő kérdésekre tudományos és a piacok sajátosságait figyelembe vevő megoldásokkal szolgálnak.

Fontosabb ügyfeleink:

Szabályozó hatóságok	Energiacégek és nagyfogyasztók	Nemzetközi szervezetek
MEH, GVH, KVVM, GKM, FVM	Mavir, E.ON, MOL, MVM, ELMŰ, Főgáz, Alcoa, DRV	DG TREN, USAID, ERRA, CEER, NARUC

REGIONÁLIS ENERGIAGAZDASÁGI KUTATÓKÖZPONT

1093 Budapest, Közraktár u. 4–6. T. (+36 1) 482 7070 F. (+36 1) 482 7037 E. rekk@uni-corvinus.hu www.rekk.eu

TARTALOM

BEVEZETŐ 1

ENERGIAPIACI FOLYAMATOK
Nemzetközi ártrendek 2
Hazai árampiaci helyzetkép 3
Hazai gázpiaci helyzetkép 5

ENERGIAPIACI ELEMZÉSEK
A 2012-es rendszerszintű tartalékok beszerzésének eredményei 8
Zsugorodik a torta – a piacnyitás óta eltűnt a földgázpiac majdnem negyede 11

AKTUALITÁSOK
Kereskedőváltási aktivitás az áramszektorban 13
Infrastruktúra-fejlesztési szabályozás: uniós versus tagállami kompetenciák 15

Főszerkesztő:
Paizs László

Szerzők:
Kerekes Lajos, Kotek Péter, Szolnoki Pálma, Selei Adrienn

Kiadja:
REKK Energiapiaci Tanácsadó Kft.
A kiadvánnyal kapcsolatos további információk:
Kotek Péter
T. (+36 1) 482 7073
F. (+36 1) 482 7037
E. rekktanacsado@gmail.com
www.rekk.eu

Tisztelt Olvasó!

Nagy örömünkre szolgál, hogy a *Jelentés az energiapiacokról* című kiadványunk IV. évfolyamának 1. számát nyújthatjuk át Önnek. Őszintén reméljük, hogy Olvasóink elégedettek voltak a Jelentés korábbi számaival.

Az előző negyedév villamosenergia- és gázpiaci fejleményeinek bemutatása mellett négy tanulmányt közlünk.

Első elemzésünk a rendszerszintű tartalékok beszerzésének módszertanában bekövetkezett változásokat mutatja be. A kedvezőbb módszertannak köszönhetően a rendszerirányító kevesebb tartalékot köt le jóval alacsonyabb költségek mellett, ami fogyasztói szinten alacsonyabb rendszerszintű szolgáltatási díjakat eredményez.

Második cikkünk egy, a földgázkeresletben 2004 óta tartó, hosszú távú trendre világít rá: a hazai földgázkereslet mind a lakossági, mind az erőművi és ipari szegmensben megfigyelhető csökkenésére.

Harmadik írásunk a kereskedőváltási aktivitás alakulását írja le a kiskereskedelmi villamosenergia-piacon. Míg a lakosság szolgáltatóváltása az alacsony egyetemes szolgáltatói tarifák miatt még mindig elhanyagolható, addig 2011 növekvő kereskedőváltási hajlandóságot és élénkülő kiskereskedelmi versenyt hozott az üzleti szegmensben.

Negyedik cikkünk a Bizottság villamosenergia- és földgázhálózati fejlesztéseket szabályozó rendelettervezetét ismerteti, amely gyorsabb és egyszerűsített engedélyeztetési eljárást garantál.

Reméljük, a mostani számban is sok hasznos információt tudunk nyújtani kedves Olvasóinknak.

Kaderják Péter, *igazgató*

ENERGIAPIACI FOLYAMATOK

Az év utolsó negyedévében a kőolaj-, szén- és földgázpiacokon lassú árcsökkenés következett be. 2011 harmadik negyedévéhez képest a Brent olaj hordónként 4 dollárral került kevesebbe, a szén átlagosan 10 euróval, a határidős földgáz pedig 2 euróval kelt el olcsóbban. A határidős zsinór és csúcs villamos energia ára 3-5 euróval esett. A 2011. decemberi szállítású CO_2-kvóta tonnánként csupán 9 eurót ért. Az év utolsó hónapjainak korrigált villamosenergia-fogyasztása 1%-kal volt alacsonyabb a 2010. évi fogyasztásnál, a fogyasztás 13,3%-át fedeztük külföldi forrásokból. A negyedévben jellemzően magas volt a határkeresztező kapacitások ára, a szlovák határon októberben beállt szűkület miatt. A másnapi zsinórtermék ára a régiós tőzsdéken látványosan elszakadt egymástól: decemberben több mint 14 euróval haladta meg a magyar piaci ár a német árat. A hazai határidős áramár szintén eltávolodott a német, cseh és szlovák áraktól.

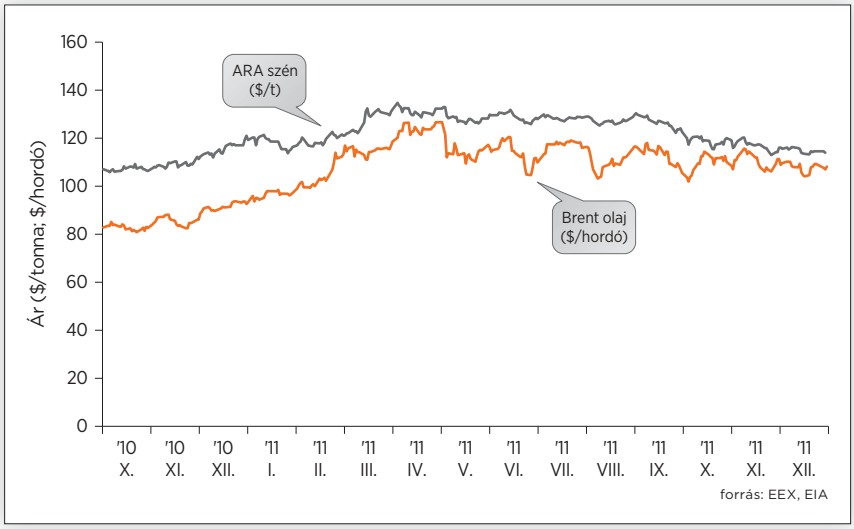
Az enyhe időjárásnak köszönhetően a hazai gázfogyasztás az év utolsó negyedévében 370 millió m^3-rel maradt el az előző év azonos időszakához képest. Az olajindexált és a tőzsdei ár különbözete tovább nőtt, év végére elérte az 50 Ft/m^3-t.

Nemzetközi ártrendek

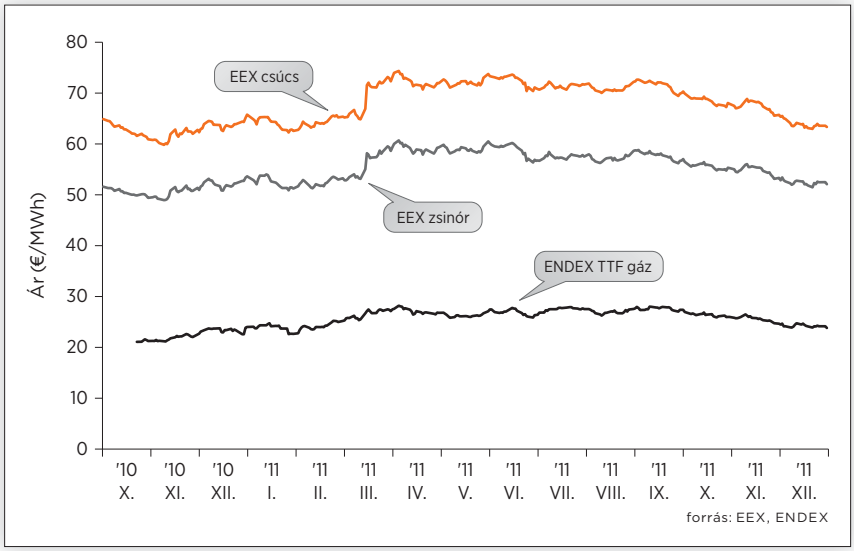
2011 negyedik negyedévében a kőolaj- és szénpiacokon lassú csökkenést figyelhettünk meg. A Brent olaj ára a negyedévben 110 $ körül mozgott, az előző negyedévhez képest némiképp stabilabb ármozgást produkálva. A 2012-re szóló határidős ARA szén árában folytatódott az előző negyedévekre jellemző lassú csökkenés, az év utolsó kereskedési napján 113 dollárért kelt el a termék egy egysége, a szeptemberi átlagárhoz képest decemberben tíz dollárral kevesebbért lehetett beszerezni egy tonnányi szenet.

Az EEX áramtőzsdén kereskedett 2012. évi határidős zsinór és csúcs villamos energia ára az időszak végére öt euróval csökkent. A zsinórtermék ára 51–56 €/MWh között mozgott, decemberben átlagosan 52 eurót ért egy egységnyi határidős termék. A csúcs villamos energia 63–69 €/MWh között cserélt gazdát, a negyedév végén pedig átlagosan 64 €/MWh áron zárt. Az ENDEX-en jegyzett 2012. évi határidős földgáz ára szintén az előző negyedévi árszint alá került, átlagosan 24–26 €/MWh között kelt el, az utolsó kereskedési időszakban 24 €/MWh áron zárt.

A negyedévben kereskedték utoljára a 2011 decemberére



1. ábra Az EEX-en kereskedett, 2012-re szóló határidős ARA szén és spot Brent nyersolaj árának alakulása 2010. októbertől 2011. december végéig



2. ábra Az áram és földgáz 2012. évi határidős árának alakulása 2010. októbertől 2011. december végéig

szóló szennyezési jogot. Az árcsökkenés tovább folytatódott, az időszakban átlagosan 9 euróba került egy tonnányi EUA. A forgalom az előző negyedévhez képest közel 30%-kal csökkent.

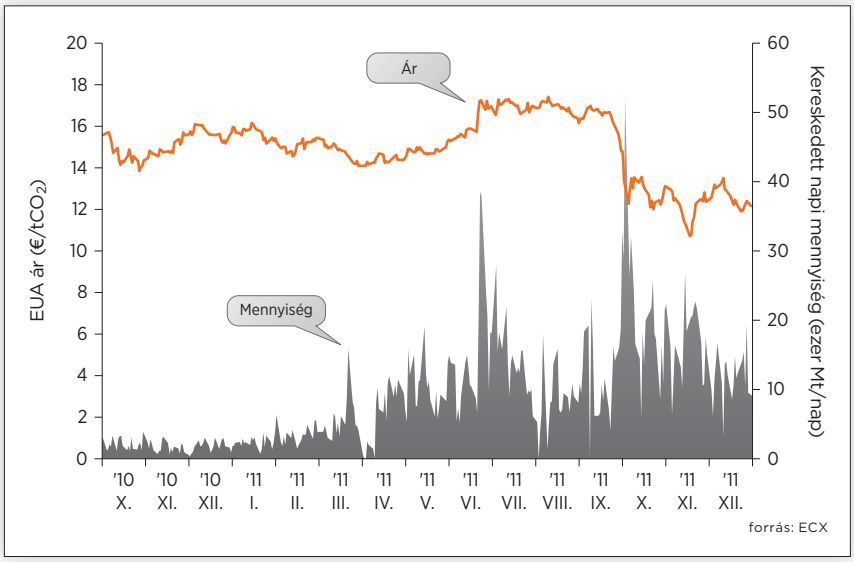
Hazai árampiaci helyzetkép

2011 negyedik negyedévében a naptári hatásoktól megtisztított és a hőmérséklettel kiigazított villamosenergia-fogyasztás 1%-kal maradt el a tavalyi értéktől. A negyedéven belül az egyes hónapok fogyasztásában megfigyelhető változás jelentősen eltért: október közel 1%-kal alacsonyabb fogyasztást hozott, míg novemberben egyenesen 2,2%-kal több villamos energiára volt szüksége az országnak, a decemberi fogyasztás pedig 4,5%-kal alacsonyabb volt a tavalyi értéknél. Az időszak fogyasztása 2%-kal haladta meg a 2009. évi fogyasztást, és lényegében azonos volt a 2008. évivel.

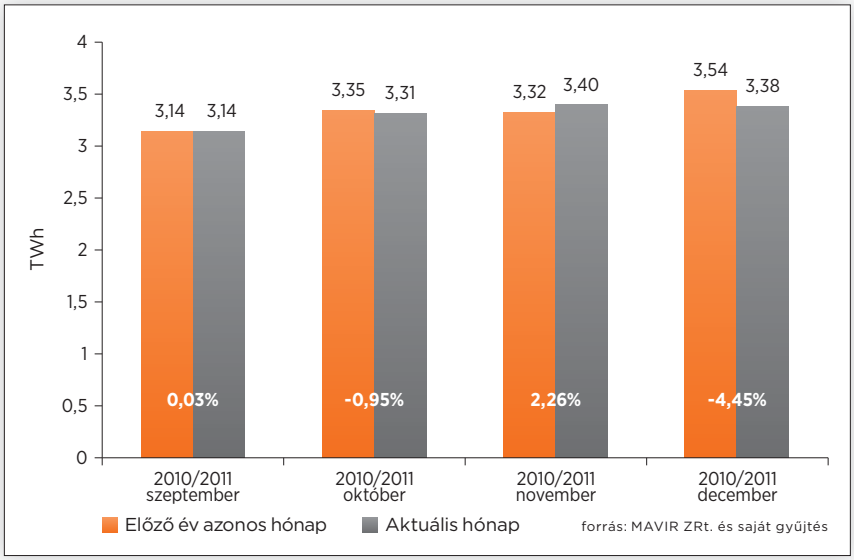
A nettó import a fogyasztás 13,3%-át fedezte, ez az előző két év utolsó negyedévének nettó importarányát több mint 5 százalékponttal haladja meg.

A szlovák–magyar határon októberben és novemberben a jellemzőnél alacsonyabb volt a kiosztott határkeresztező kapacitások nagysága, decemberben viszont már újra havi 600 MW zsinóráram érkezett északi szomszédunktól. Az osztrák–magyar és a szlovák–magyar metszéken december hónapban az aukciós ár megközelítette, illetve meghaladta az 1 Ft/kWh árat.

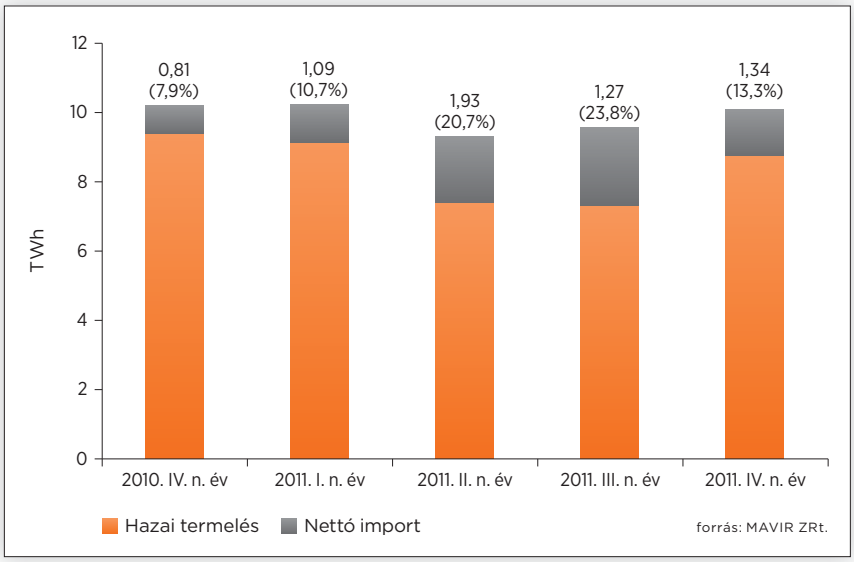
A régiós tőzsdéken kereskedett másnapi villamos energia havi átlagára októberben kismértékben visszaesett, majd novemberben erős növekedést figyelhettünk meg mind a négy



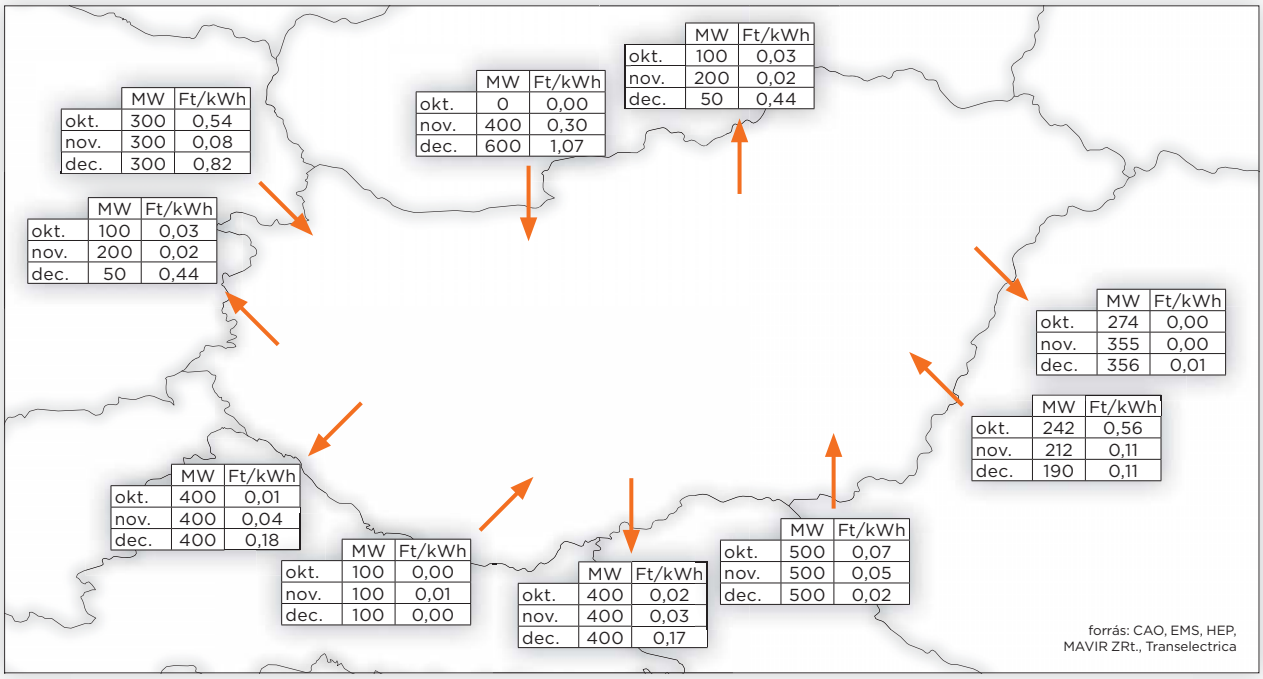
3. ábra A 2011. decemberi szállítású CO_2-kvóta árának alakulása és az ECX-en kereskedett napi mennyiség 2010. októbertől 2011. december végéig



4. ábra A korrigált áramfogyasztás alakulása az előző év azonos időszakához képest 2010. szeptember és 2011. december között



5. ábra Negyedéves hazai termelés és nettó import 2010. IV. negyedév és 2011. IV. negyedév között



6. ábra Havi határkeresztező kapacitásaukciók eredményei Magyarországon, 2011. IV. negyedév

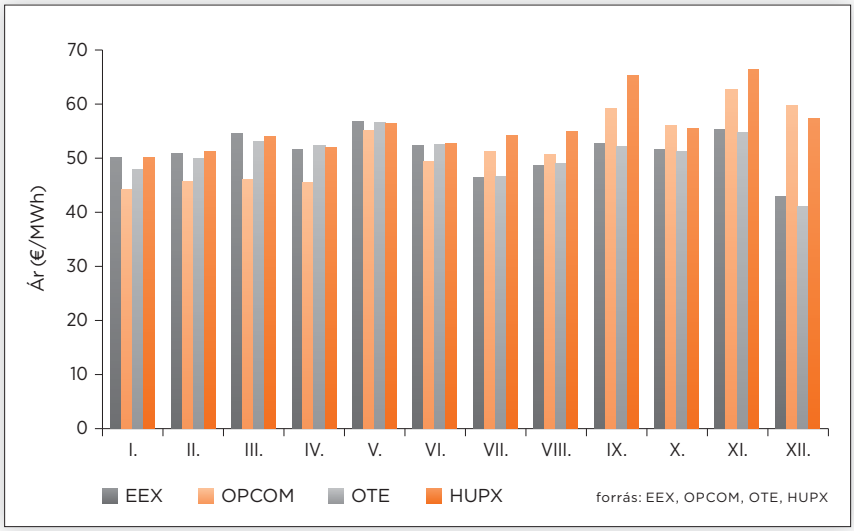
Az ábrán a kapacitások a meghirdetett kapacitásokat jelentik. A kapacitások csak abban az esetben nem keltek el teljes mértékben a vizsgált időszakban, ha egy adott áron túljegyzés alakult ki, mivel ilyenkor a rendszerirányító az eggyel magasabb árat tekinti aukciós árnak.

tőzsdén. Decemberre az OTE és az EEX 40–42 €/MWh éves mélypontra esett, míg a HUPX és az OPCOM 57–59 €/MWh havi átlagárat produkált. A jellemzően legalacsonyabb árakkal büszkélkedő OPCOM tőzsdén kereskedett másnapi termék havi átlagára az elmúlt félévben folyamatos emelkedést mutatott, decemberben 17 euróval haladva meg a német másnapi termék havi átlagárát.

A nagykereskedelmi árra a menetrendtől való eltérés költségei és a kiegyenlítőenergia-árak is hatással vannak. A napi szinten elszámolásra kerülő fel- és leszabályozás árát a rendszerirányító a kiegyenlítő piacon igénybe vett energia költsége alapján határozza meg. A mérlegkörökre vonatkozó kiegyenlítés költségeit egyrészről a kiegyenlítő árak, másrészről az időszakra jellemző spot villamosenergia-ár határozza meg. Minél nagyobb a fel- és leszabályozás ára, illetve a spot nagykereskedelmi ár közti különbözet, annál költségesebb a hiányt a kiegyenlítő piacról beszerezni. A negyedévben a pozitív kiegyenlítő energia ára 30,53 Ft/kWh-ra növekedett, a negatív kiegyenlítő energia ára –1,22 Ft/kWh volt.

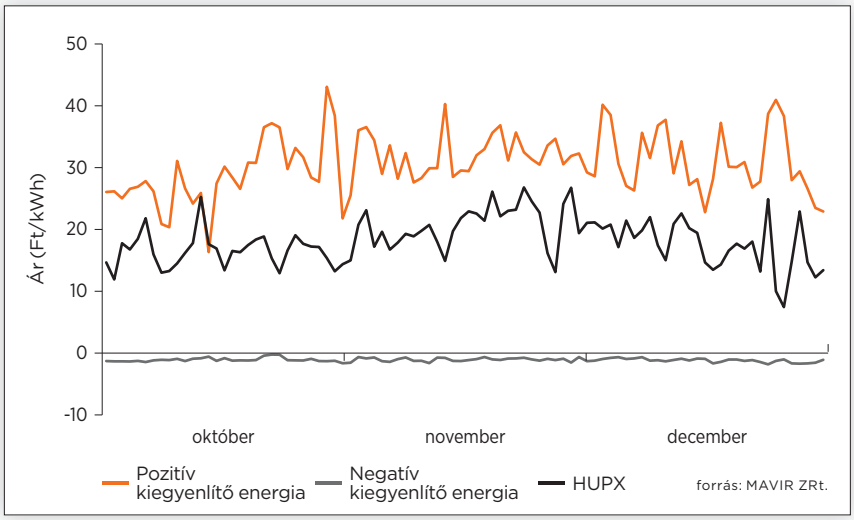
A 2012. évi zsinórtermék árában a német, cseh, magyar és szlovák tőzsdék áresését kismértékben fogta vissza a novemberi emelkedés. A német, illetve a cseh és szlovák piacok közti különbözet tovább esett, az előző negyedévre jellemző átlagos 2 € helyett már 1,5 € volt a cseh és szlovák termék árelőnye. Ezzel egy időben a magyar határidős zsinórár esése jóval mérsékeltebb volt, így decemberre 3,5 € fölé emelkedett a német és a magyar termék közti árkülönbözet.

A negyedévben értékesítették az éves határkeresztező kapacitásokat, valamint az MVM aukciókon elárverezték a 2012. évi zsinóráramot is. A rendelkezésre álló éves határkeresztező kapacitások nagysága 2011-hez képest nem változott, az osztrák és szlovák importok ára viszont



7. ábra Az EEX, az OPCOM, az OTE és a HUPX tőzsde másnapi zsinórtermék árainak összehasonlítása, 2011. január és 2011. december között

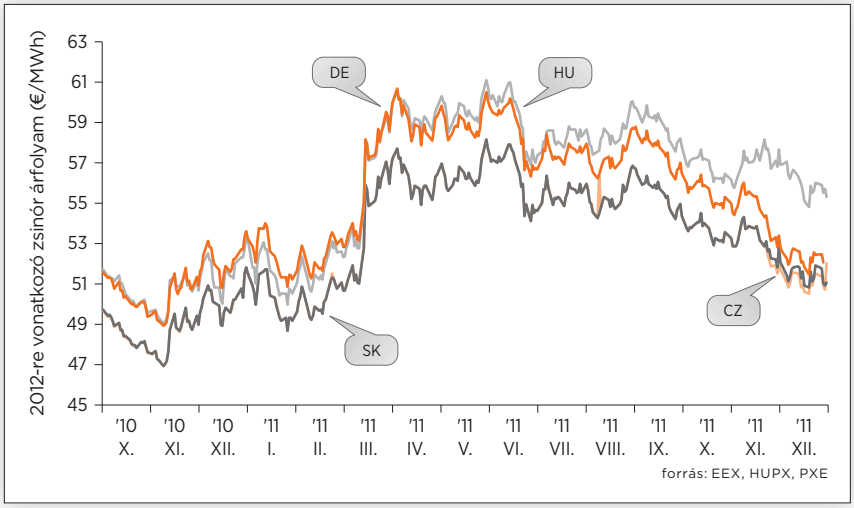
1 Ft/kWh-val megnövekedett. Az MVM Trade 2011-ben három áramárverésen összesen 4,5 TWh villamos energiát értékesített, ebből közel 4,2 TWh zsinóráram volt, ami átlagosan 17 Ft/kWh áron kelt el. 300 Ft/€ árfolyammal számolva ez 57 €/MWh átlagárat jelent, ami 5 euróval haladta meg az EEX-en beszerezhető éves határidős zsinór villamos energia árát.



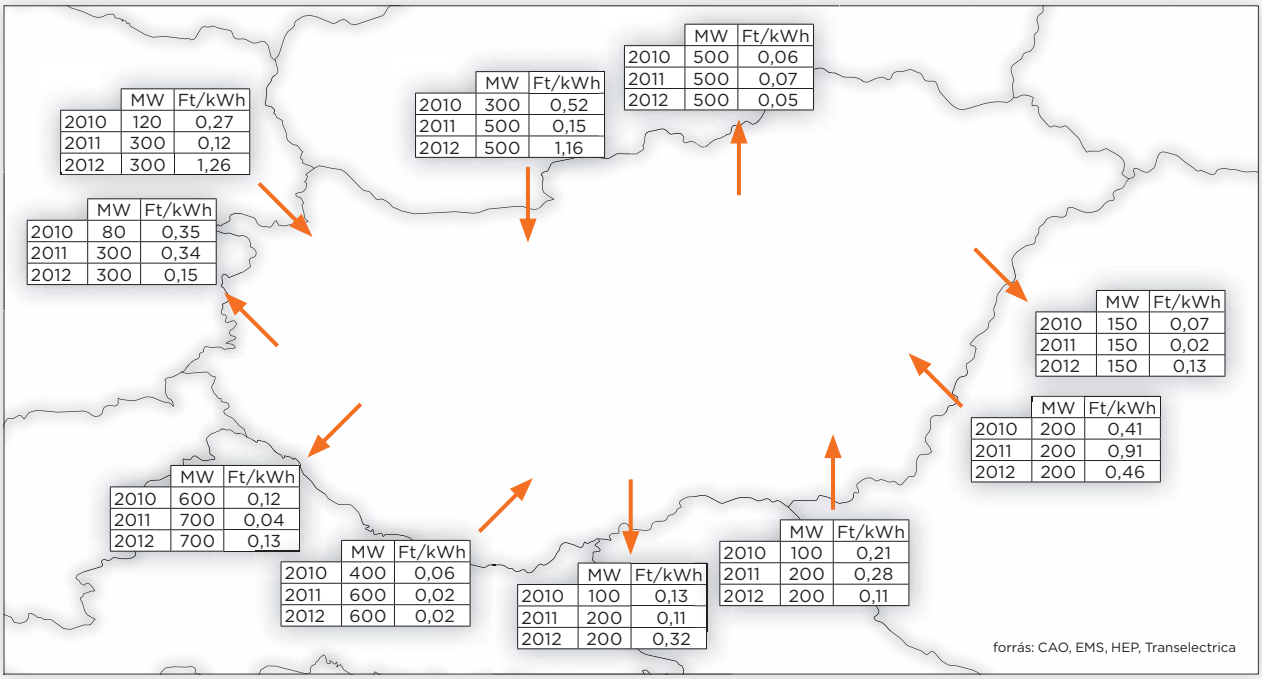
8. ábra A kiegyenlítőenergia- és a spot árak napi átlagainak alakulása 2011. IV. negyedévében

Hazai gázpiaci helyzetkép

A 2011/2012. évi fűtési szezon első hónapja enyhébb volt a tavalyi évnél, ez a mérsékeltebb fogyasztásból is tapasztalható volt. 2011 novembere ezzel szemben jóval hidegebb volt nem csak a tavalyi, de az átlagos novemberi hőmérsékletnél, így közel 200 millió m^3-rel több földgázt égettünk el. A negyedévben összességében mégis 370 millió m^3-rel kevesebb gáz fogyott 2010-hez viszonyítva, köszönhetően a megszokottnál enyhébb decemberi hőmérsékletnek.

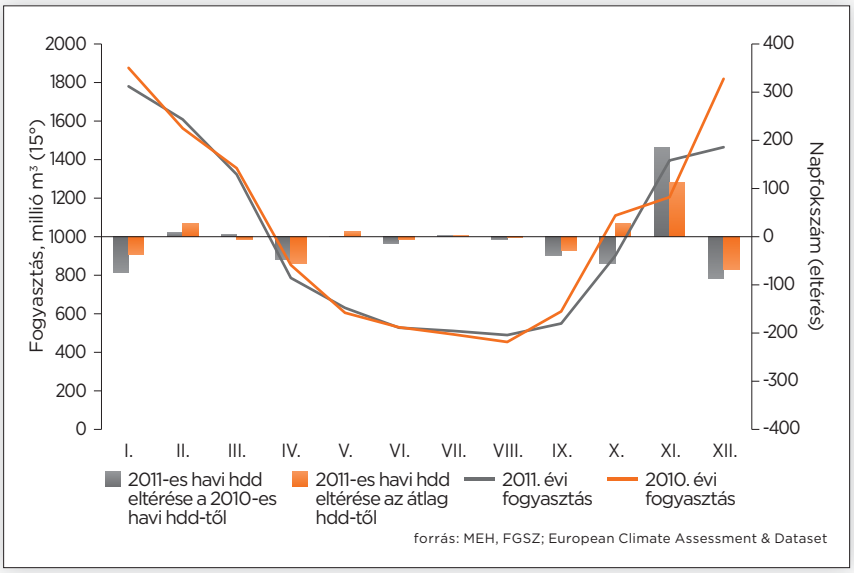


9. ábra A 2012-es szállítású zsinórtermék jegyzési árai a régió országaiban 2010. október és 2011. december között

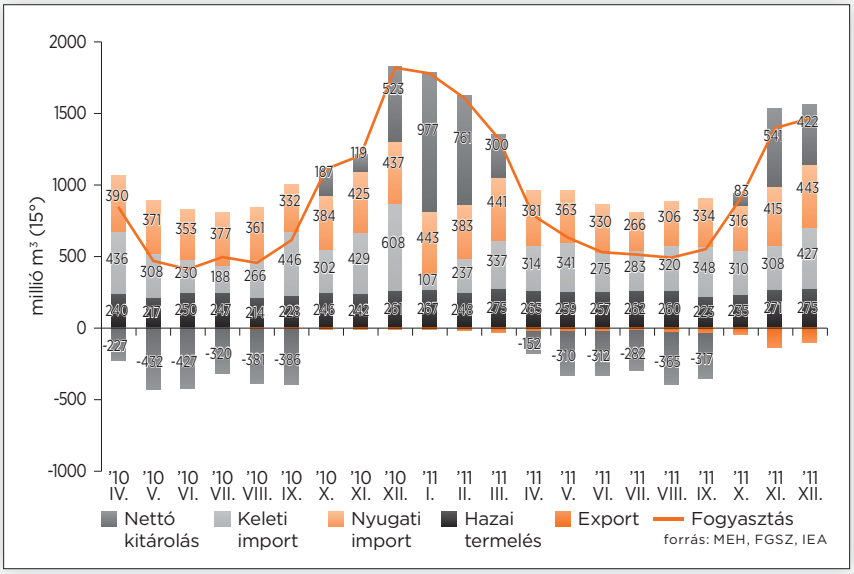


10. ábra A 2012-es éves határkeresztező aukciók eredményei Magyarországon

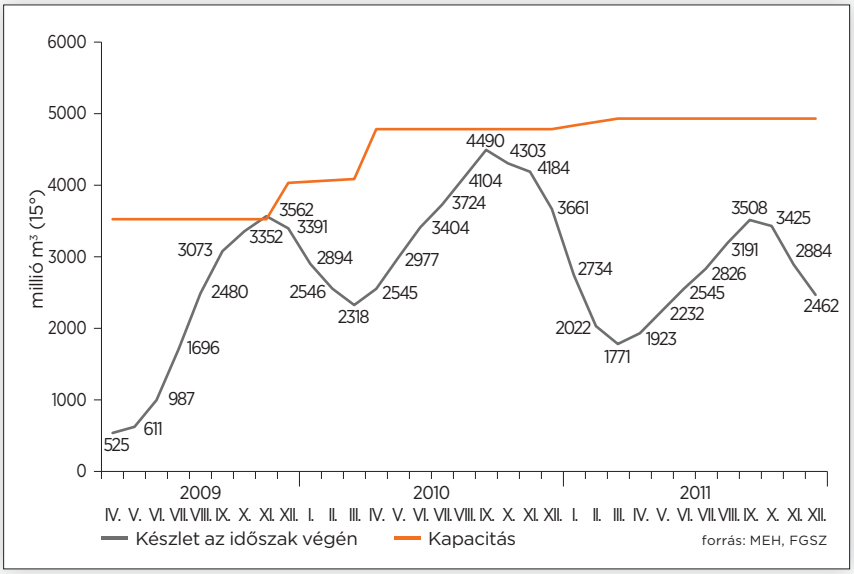
Az ábrán a feltüntetett kapacitások a két rendszerirányító által árverezett összmennyiséget mutatják. Minden határon közös aukció volt.



11. ábra A havi földgázfogyasztás alakulása 2011-ben az előző év havi fogyasztási adataival összevetve, valamint összevetve a havi napfokszámok sokévi átlagtól és az előző évtől vett eltérésével



12. ábra A hazai gázpiac forrásszerkezetének havi alakulása



13. ábra A hazai kereskedelmi földgáztárolók mobilgáz-kapacitásának és -készletének havi alakulása

A beregdaróci betáplálási ponton érkező orosz import gáz mennyisége közel 300 millió m³-rel csökkent novemberben és decemberben a tavalyi évhez viszonyítva. Ezen importcsökkenés mellett az export viszont jelentősen, 250 millió m³-rel nőtt a tavalyi év azonos negyedévéhez képest. A behozatal csökkenését és a többlet exportigényt részben az említett fogyasztáscsökkenés fedezte, részben a megnövekedett tárolói kivét: a negyedévben a tavalyi fűtési idény első három hónapjához viszonyítva 200 millió m³-rel több földgáz került ki a kereskedelmi készletekből.

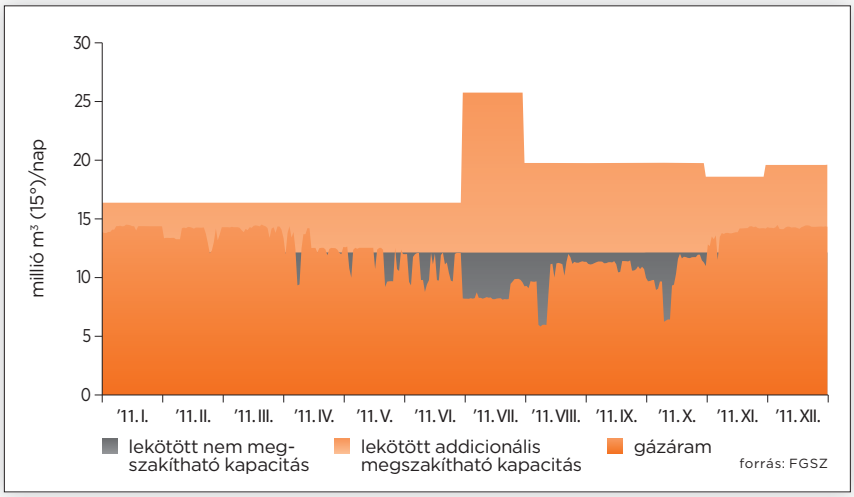
Októberrel megkezdődött a kitárolási időszak, a negyedévben a tavalyi évhez képest 200 millió m³-rel több gáz került ki a tárolókból. A tárolási intenzitás növekedésének oka az orosz import csökkenése, az export növekedése és a hideg novemberi időjárás: novemberben 100 millió m³-rel kevesebb földgáz érkezett Beregdaróc irányából, exportunk déli szomszédaink felé a tavalyi 30 millió m³-hez képest 290 millió m³-re nőtt, a kitárolás pedig a 2010. novemberi kitárolás négy és félszerese volt. Kereskedelmi tárolóink telítettsége decemberben sokéves mélypontra került: közel egymilliárd m³-rel maradt a 2009. év végi mobilgázkészlet alatt, és 1,2 milliárd m³-rel a tavalyi készletszint alatt. A képet árnyalja, hogy a 13/2011. (IV. 7.) NFM rendelet értelmében az MSZKSZ 200 millió m³ földgázt értékesíthet a 2011/2012. gázévben az MVM részére, illetve 85 millió m³-t egyetemes szolgáltatóknak, átlagos beszerzési áron. A rendelet szerint stratégiai készletből kereskedelmivé minősített 285 millió m³-nyi földgáz sorsáról annyit lehet

tudni, hogy a jogosultak 2011-ben még nem használták fel a számukra elkülönített készleteket.

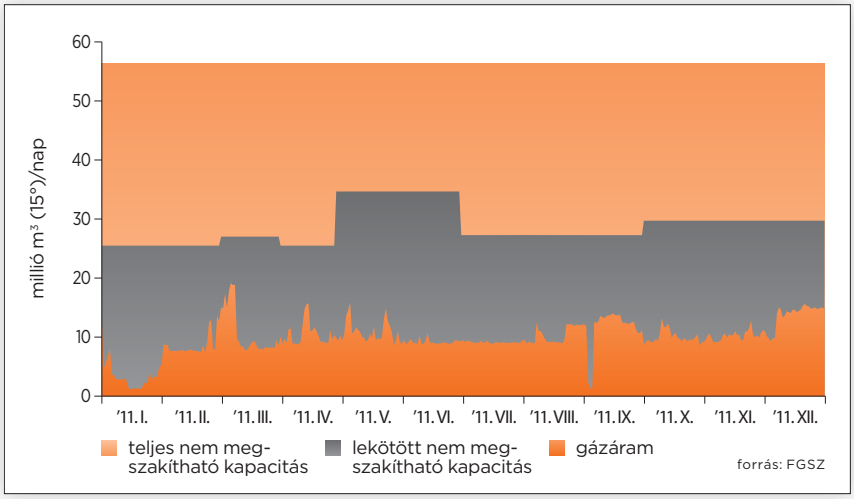
A nyugatról érkező gázáram meghaladta a nem megszakítható kapacitások nagyságát. 1,2 milliárd m³ gáz érkezett a baumgarteni betáplálási ponton, közel 200 millió m³-rel több, mint a keleti határon. 2011-ben összességében 4,4 milliárd m³ gázt importáltunk a nyugati határon, a teljes import 55%-át. Az import a negyedévben 6%-kal kevesebb földgázt jelentett a tavalyi év utolsó negyedévéhez képest, az éves behozatal is 5,5%-kal csökkent.

A keleti határon rendelkezésre álló kapacitások 52%-át kötötték le, a gázáram a lekötött kapacitások 38%-át tette ki. A keletről érkező földgáz az import 47%-át adta, ami 1 milliárd m³-t jelentett. A keletről származó import 2011-ben 3,6 milliárd m³ volt, a behozatal 45%-a. A vizsgált időszakban a tavalyi időszakhoz képest ötöddannyi volt a behozatal Ukrajna felől, az előző évhez képest pedig 25%-kal kevesebb. 2011-ben változott a behozatal forrásszerkezete: míg 2010-ben közel azonos volt a keletről és nyugatról érkező földgáz mennyisége, 2011-re már nyugatról érkezett az import 55%-a.

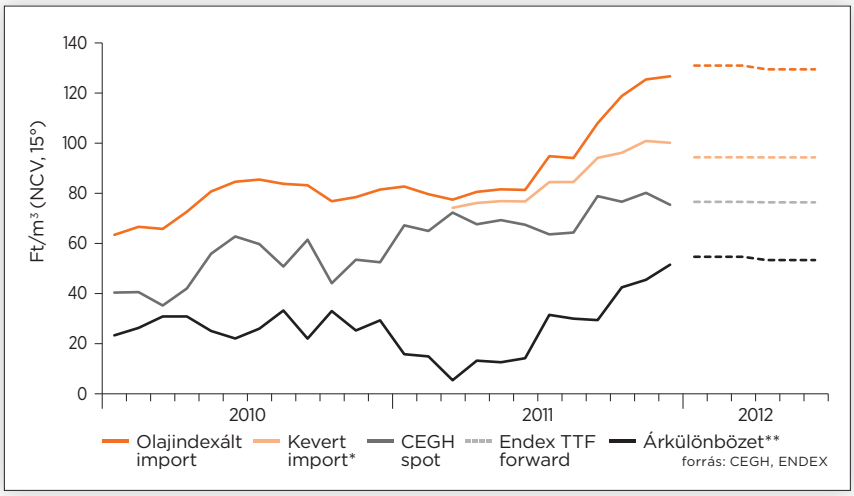
Az olajindexált import és a tőzsdei árak közti árkülönbözet jelentősen nőtt: a CEGH tőzsdén 50 forinttal volt olcsóbb egy m³ gáz decemberben.



14. ábra **A Baumgarten felőli betáplálási pont forgalma 2011-ben, a lekötött nem megszakítható és megszakítható kapacitások mellett**



15. ábra **A beregdaróci betáplálási pont forgalma 2011-ben, az elérhető teljes kapacitás és a lekötött nem megszakítható kapacitás mellett**



16. ábra **Nemzetközi és hazai nagykereskedelmi gázárak múltbeli és várható alakulása**

** Az olajindexált és az ENDEX TTF tőzsdei gázár 60:40 százalékos arányban súlyozott átlaga.*

*** A múltbeli árak esetén az olajindexált és a CEGH, a jövőbeli árak esetében pedig az olajindexált és a megfelelő negyedéves ENDEX TTF árak különbsége. A holland és az osztrák tőzsdék spot árai közti spread az utóbbi időben minimálisra csökkent. A határidős ENDEX gázárakat ezért az osztrák piacra vonatkozóan is irányadónak tekintjük.*

ENERGIAPIACI ELEMZÉSEK

A 2012-es rendszerszintű tartalékok beszerzésének eredményei

A rendszerszintű szabályozási tartalékok beszerzésének módszertana az elmúlt évben jelentős változáson esett át, ami pozitív hatást gyakorolt a beszerzési költségek nagyságára. Cikkünkben elsősorban a szekunder, illetve tercier szabályozási tartalékok 2012. évre történő beszerzésével foglalkozunk. Bemutatjuk a MAVIR által alkalmazott módszertan új fejleményeit, majd áttekintjük és értékeljük a tavaly év végén megtartott versenytárgyalás eredményeit.

A villamosenergia-rendszer zavartalan működésének, a termelés és a fogyasztás folyamatos egyensúlyának biztosítása a rendszerirányító feladata. A rendszerszintű szolgáltatások biztosításához szükséges teljesítménytartalékokat (primer, szekunder, illetve tercier szabályozási tartalékokat), a feszültség- és meddőteljesítmény-szabályozási, illetve black start szolgáltatást a MAVIR éves tendereken szerzi be. A korábbi években az átviteli hálózati veszteség pótlására szolgáló teljesítményt is (részben vagy egészében) így szerezték be, az idei évtől kezdődően azonban a rendszerirányító ennek teljes mennyiségét a Magyar Szervezett Villamosenergia-piacról (HUPX) vásárolja, részben a fizikai futures (PhF) piacon, részben a másnapi spot piacon.

Az ENTSO-E Üzemviteli Kézikönyve (Operation Handbook) a rendszer csúcsterheléséből kiindulva meghatározza, hogy az egyes tartaléktípusokból minimálisan mekkora mennyiséget kell egy országban lekötni. Ezt a rendszerirányítók kiegészítik azzal a mennyiséggel, ami az országok hálózatának az állapotát, valamint a gradiens értékeket figyelembe véve a biztonságos működéshez ezenfelül szükséges.

A rendszerszintű szolgáltatások biztosításához szükséges tartalékok beszerzésének módszere az elmúlt évben komoly változáson esett át. Az egyik legfontosabb új fejlemény a minden termék esetében külön-külön lebonyolított többfordulós elektronikus árlejtéses ártárgyalás bevezetése. Ennek során az ajánlattevők a rendelkezésre bocsátható kapacitásukat szekunder szabályozási tartalék esetén 10 MW-os lépcsőnként, tercier szabályozási tartalék esetén 5 MW-os lépcsőnként növekvő blokkokban kötelesek megadni. Ezt követően a rendszerirányító minden egyes ajánlati blokk esetében meghatározza annak összpontszámát, az adott blokkhoz tartozó rendelkezésre állási díj, energiadíj és gradiens érték megfelelő súlyozásával. Az idei tender egyik érdekessége (ahogyan erről a későbbiekben még szó lesz), hogy a beszerzési eljárás során módosították a különböző tényezők súlyát. Az első meghirdetett tenderen a rendelkezésre állási díj 65%, az energiadíj 5%, a gradiens 35% súllyal szerepelt az összpontszámban, majd a későbbiekben a rendelkezésre állási díj súlyát 80%-ra növelték, míg a gradiens súlyát 15%-ra csökkentették.

A következő lépésben egy optimalizációs folyamat során a felajánlott kapacitásblokkok olyan kombinációját választják ki, amelyek együttesen kiadják a szükségesnek ítélt mennyiséget, és összességében a legmagasabb pontszámot eredményezik. Az ajánlattevők minden kör végén értesülnek arról, hogy az adott körben mely ajánlatuk minősülne elfogadottnak, ha a további körökben nem történne módosítás, valamint arról is, hogy az adott körben még kiválasztott legrosszabb ajánlathoz milyen ajánlati árak, illetve összpontszám tartozik. Ennek ismeretében minden körben lehetőségük van az ajánlatukat a MAVIR szempontjából kedvezőbb irányba módosítani, az árakat legalább egy adott minimális szinttel csökkentve. Egészen addig írnak ki újabb kört, amíg van olyan ajánlattevő, akinek az ajánlata az előző körben kialakult kiválasztási sorrendet akár egy napon is módosította. Ha egyik nap tekintetében sem változott az eredmény, vagy minden ajánlattevő beadta a végleges ajánlatát, akkor az ártárgyalás befejeződik.

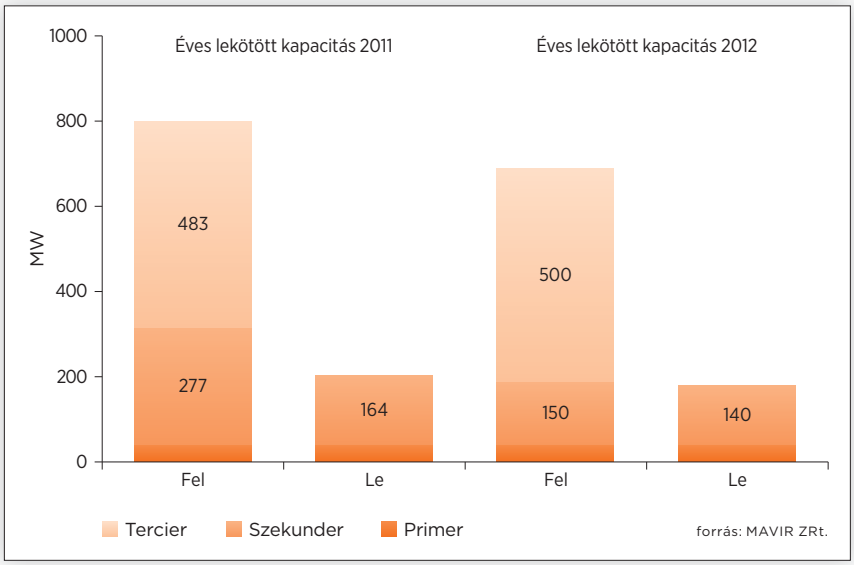
A tender ártárgyalási szakasza tehát az elmúlt évek eljárásához képest több szempontból is bonyolultabbá vált. Egyrészt az ajánlattevők korábbi, egy adott mennyiségre vonatkozó ajánlatával szemben bevezették a blokkajánlati kötelezettséget, amely a MAVIR számára abból a szempontból mindenképpen előnyös, hogy így nem kényszerül ajánlattörésre (amely eset akkor áll fenn, ha a felajánlott mennyiségnek csak egy részét szeretné lekötni), míg korábban minden ilyen esetben egyedi tárgyalásokra volt szükség a szóban forgó erőművekkel. Másrészt az árlejtési folyamat ebben az évben több körből állt (volt olyan termék, amely esetében az ajánlati körök száma meghaladta a 20-at), szemben a korábbi évek gyakorlatával, amikor a beadott ajánlat módosítására mindössze egy alkalommal volt lehetőség. Ez a módszer ésszerűvé tette egyes erőműveknek azt a viselkedését, miszerint az első

körben rendkívül magas árat adtak, majd az első kör eredményeinek függvényében azt az általuk szükségesnek vélt minimális mértékben csökkentették. Ezzel szemben az egymás után lezajló több kör lehetőséget teremt arra, hogy az erőművek folyamatosan egymás alá ígérve jelentősen csökkentsék az áraikat, ezáltal növelve a verseny hatékonyságát. Másrészről azonban a lehetőség, hogy több körön keresztül figyeljék a győztes ajánlatok alakulását, és ezen keresztül a versenytársak stratégiáit, növelheti az erőművek közötti összejátszás esélyét.

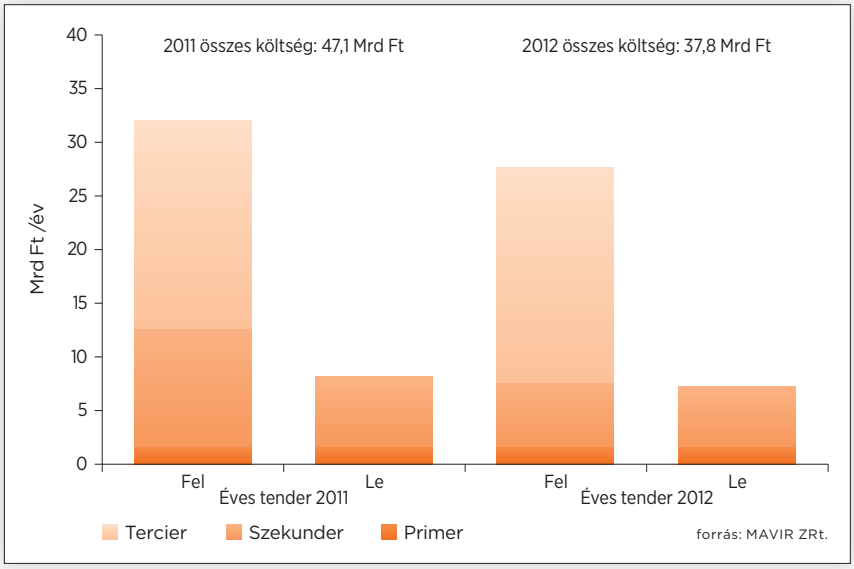
Egy másik fontos újítása a tavalyi évnek, hogy a szekunder fel irányú szabályozási tartalék tekintetében a MAVIR a tartalékigényeinek csak egy részét (az ENTSO-E által előírt mennyiségnél alig többet, 150 MW-ot) kötötte le az éves tenderen, az ezen felüli részt évközi, negyedéves tendereken szerzi be. Ennek keretében az első negyedévre vonatkozóan napi 110 MW-ra kötött market maker szerződést a rendszerirányító.

A 17. ábra az éves tender során lekötött primer, szekunder, illetve tercier szabályozási tartalékok alakulását, illetve az előző évhez viszonyított változását mutatja.

A 17. ábrán csak az éves tenderen lekötött mennyiségek láthatók, tehát szekunder fel irányban nem tartalmazza a negyedéves tender során az első negyedévre lekötött 110 MW-ot, illetve a későbbi negyedéves tendereken várhatóan lekötésre kerülő mennyiségeket. Ezt figyelembe véve is elmondható azonban, hogy a tényleges tartalékszükséglet MAVIR által történő felülvizsgálatának köszönhetően sikerült a szekunder szabályozási tartalék lekötött mennyiségét csökkenteni. Mindezek ellenére a tartalékbeszerzést továbbra is a felszabályozás túlsúlya jellemzi. Le irányú szabályozási energiát továbbra is csak éves tenderen, az ajánlott minimum értékéig szereznek be. Ennek oka egyrészt az erőforrások hiánya, másrészt pedig az, hogy a rendszerben van tartalék le irányba (például a Mátrai Erőmű működésének



17. ábra **Az éves tenderen lekötött szabályozási tartalékok mennyiségének alakulása 2011-ben és 2012-ben**



18. ábra **A tartalékbeszerzés költségeinek alakulása 2011-re és 2012-re vonatkozóan**

köszönhetően), így a leszabályozás az erőművek menetrend-módosításával részben megoldható. Tercier le irányú tartalék tekintetében a MAVIR az idei évben is kizárólag opciós szerződést kötött (éves átlag 130 MW-ra vonatkozóan).

A 18. ábra az éves tender során lekötött primer, szekunder, illetve tercier szabályozási tartalékok rendelkezésre állásának költségét, illetve az előző évhez viszonyított változását mutatja.

A költségek összehasonlítását megnehezíti a beszerzési módszertan jelentős átalakulása. A 18. ábrán látható nagyarányú különbség félrevezető lehet, a 2012-es adatok ugyanis itt sem tartalmazzák a negyedéves tenderen beszerzendő szekunder fel irányú szabályozási tartalékok költségét. Ez az első negyedévre vonatkozóan nagyjából 1,4 Mrd Ft-jába került a MAVIR-nak, amelyet a teljes évre kiterjesztve még mindig valószínűsíthető

költségcsökkenés a szekunder fel irányú tartalékok esetében. A szekunder le irányú tartalékok összköltsége jelentősen csökkent, a tercier fel irányú tartalékok költsége azonban – részben a nagyobb lekötött mennyiségnek köszönhetően – növekedett.

A kiegyenlítő szabályozás szempontjából legfontosabb szekunder fel irány esetén az átlagos rendelkezésre állási díj csökkenéséhez, az új optimalizációs módszer bevezetésén túl, valószínűleg a negyedéves tender bevezetése is hozzájárult, így ez pozitív fejleményként értékelhető. Mivel a szükséges mennyiség egy részét csak a negyedéves tendereken szerzik be, az éves tenderen lekötött mennyiség vélhetően kellően leszűkített keresletet jelent ahhoz, hogy az ajánlattevők összesített kapacitás-túlkínálatuk miatt élesebb árversenyre kényszerüljenek. Szintén alátámasztja a negyedéves tenderek létjogosultságát a hosszú távú termékek piacának elindulása a HUPX-en, ami csökkentheti az erőművek kockázatát (mivel árdöntésük meghozatalakor már ismerhetik az adott időszakra vonatkozó termékek tőzsdei árát), így árcsökkentő hatású lehet.

Az idei évre vonatkozó tender érdekessége, hogy az eredetileg kiírt versenytárgyalás eredményeit a tercier le irány kivételével érvénytelenítették. Ennek oka vélhetően a pontozási eljárás hiányosságaiban rejlik. Mivel az ajánlatok pontszámainak kialakításakor mindig az adott tényező tekintetében legjobb ajánlathoz viszonyítanak, abban az esetben, ha egy ajánlattevő a többi ajánlathoz képest lényegesen alacsonyabb rendelkezésre állási díjat ad, előfordulhat, hogy a többi ajánlat rendelkezésre állási pontszáma viszonylag nagy különbségek esetén is nagyon közel esik egymáshoz, ami azzal a következménynyel járhat, hogy gyakorlatilag az energiadíj és a gradiens határozza meg a kiválasztási sorrendet. Ezért szélsőségesen nagy rendelkezésre állási díjjal rendelkező ajánlatok is bekerülhettek a nyertesek közé. Valószínűleg ez az oka annak, hogy a MAVIR egyetlen kivételtől eltekintve érvénytelenné nyilvánította az eredményt, és új versenytárgyalás kiírása mellett döntött, ami előtt a hibák kiküszöbölése érdekében módosította a pontozási eljárást. Ez azonban meglehetősen ad hoc módon történt: a rendelkezésre állási díj pontszámát meghatározó képletbe beépült egy konstans, aminek a nagyságát a MAVIR a pontszámításkor önkényesen vagy nullának, vagy tízezernek választja. Emellett a rendelkezésre állási díj súlyát 65%-ról 80%-ra növelték az összpontszámon belül a gradiens terhére.

A jelenlegi optimalizációs eljárás egy másik problémája, hogy lehetővé teszi olyan eset előfordulását, amikor egy későbbi körben a beszerzési költség a korábbi körökhöz képest nem csökken, hanem nő, ami nyilvánvalóan nem szerencsés. Mindezek miatt a beszerzési eljárás módszertana valószínűleg tovább módosul a jövőben.

Szintén nagyon érdekes jelensége a tavaly év végi tendernek az AES Tisza Erőmű árazási viselkedése. Alacsony rendelkezésre állási díjainak köszönhetően az éves tenderen az első negyedév minden napjának kizárólagos nyertese lett, minden esetben a maximálisan megadható 150 Ft/kWh nagyságú energiadíj mellett. Mindemellett az első negyedévre vonatkozó tenderen napi 20 MW ajánlatát kötötték le a versenytársakénál alacsonyabb rendelkezésre állási díjak, de szintén a maximális, 150 Ft/kWh energiadíjak mellett (míg a többi ajánlattevő ennél lényegesen alacsonyabb, átlagosan 64 Ft/kWh energiadíjat határozott meg). Habár ez az árazási stratégia kedvező a rendelkezésre állási díjak alakulása szempontjából, negatív hatással lehet a kiegyenlítő energia árának alakulására. Annak ellenére, hogy ezeket a magas energiadíjjal rendelkező ajánlatokat nem biztos, hogy ténylegesen lehívják – hiszen a lehívás sorrendjét és a kiegyenlítő energia árát a napi ajánlaton beadott energiaárak határozzák meg (aminek az éves, illetve negyedéves tendereken adott energiadíjak felső korlátot jelentenek) –, a rendkívül magas energiadíjak miatt fennáll a magas kiegyenlítőenergia-árak kialakulásának veszélye az első negyedévben. A januári kiegyenlítőenergia-árak ismeretében megállapítható, hogy a kiegyenlítő felszabályozás elszámoló árainak átlagos értéke nem mutatkozik különösebben magasnak, azonban igen nagy szélsőségek figyelhetők meg (5 negyedóra esetében a fel irányú elszámolási ár meghaladja a 80 Ft/kWh-t, maximális értéke pedig eléri a 97 Ft/kWh-t, amire az elmúlt három évben nem volt példa).

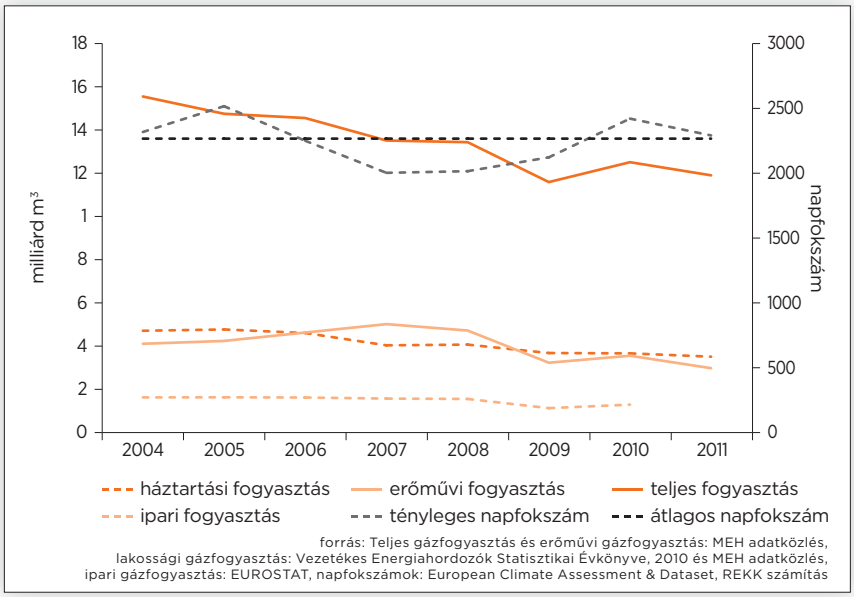
Összességében megállapítható, hogy a rendszerszintű szabályozási tartalékok beszerzési módszerének átalakítása (főként az ártárgyalás során alkalmazott új módszertan, valamint a szekunder fel irányú tartalék éves és negyedéves termékekre való szétbontása) sikeresnek bizonyult, hiszen a rendszerirányító tartalékbeszerzési költségei csökkentek, ami a rendszerhasználati díjak csökkenésében éreztetheti hatását. Vannak azonban a jelenlegi rendszernek olyan hiányosságai, amelyeket mindenképpen hasznos lenne kiküszöbölni, illetve amelyek miatt a következő években további változások valószínűsíthetők. Emellett érdemes lenne a negyedéves beszerzési lehetőséget megfontolni a tercier tartalékok, valamint le irányú szabályozási tartalékok esetében is.

Zsugorodik a torta – a piacnyitás óta eltűnt a földgázpiac majdnem negyede

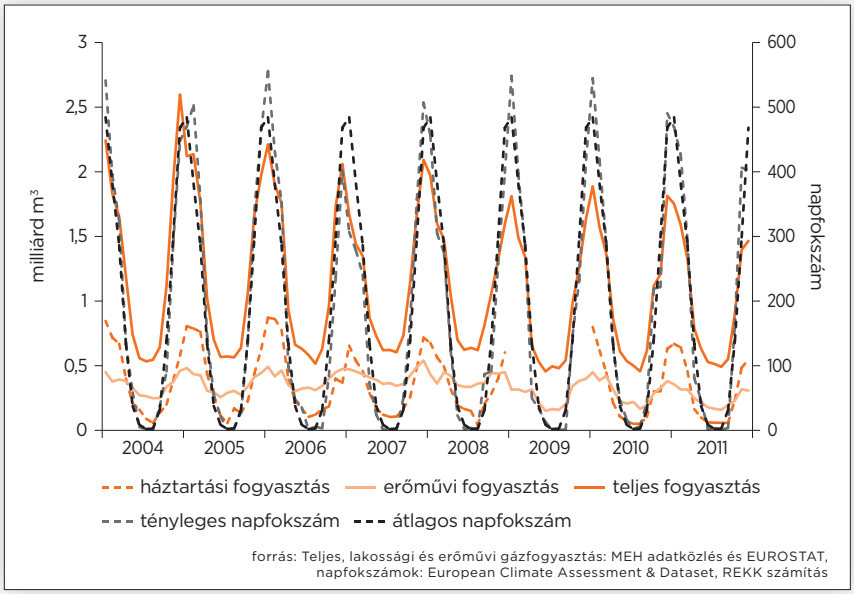
Az idei, szinte tavaszi időjárású november és december után már lehetett olvasni, hogy bajban van a földgázszektor, és az sem véletlen, hogy a „Hideg telet!" a földgázos konferenciák gyakori elköszönő kívánsága. Érdemesnek találtuk ezért összefoglalni, hogyan is alakult az elmúlt években a hazai földgázfogyasztás, van-e jól látható tendencia, és vajon minden csak az időjárás szeszélyeire vezethető-e vissza, vagy egy hideg telet előidéző sámán leszerződtetése sem elegendő már a „boldog béke-idők" fogyasztási szintjének visszahozásához.

A 19. ábra az éves gázfogyasztás alakulását mutatja 2004-től. Mint látható, a fogyasztás szinte folyamatos ütemben csökkent 15,5 milliárd m³-ről 2011-re 12 milliárd m³ alá. Emellett azt is mutatja az ábra, hogy a hőmérséklet gázfogyasztásra gyakorolt hatását leginkább kifejező napfokszám – amely minél magasabb, annál nagyobb gázfogyasztás várható – tényleges és 1990-től 2011-ig számított átlagos értéke hogyan viszonyult egymáshoz ugyanezen időszak alatt. A 2004-es és 2011-es napfokszám szinte megegyezik – 1% körüli az eltérés –, azaz az időjárási viszonyok alapján a két év fogyasztásának nem kellene jelentősen különbözni. A többi év napfokszámadataiból is hasonlóan kiolvasható, hogy a nyolc év alatt lezajlott drasztikus piacszűkülés nem egy felmelegedési folyamat eredménye, egy-egy melegebb év legfeljebb ráerősíthet arra.

A gázfogyasztás beszakadása mögött a három meghatározó szegmens, a háztartás és egyéb kisfogyasztók, az ipari nagyfogyasztók, illetve az erőművek fogyasztását meghatározó, időjárástól független tényezőket kell tehát keresnünk. Az ábra tartalmazza a háztartási, az ipari és az erőművi fogyasztás éves szintjét. (Sajnos, a hazai



19. ábra Éves földgázfogyasztás alakulása országos és egy-egy fogyasztói csoport szintjén (milliárd m³), valamint a tényleges és a 20 éves átlagos napfokszám értékek (°), 2004–2011



20. ábra Havi gázfogyasztás alakulása, országos, lakossági és erőművi, illetve a tényleges és 20 éves átlagos napfokszámok, 2004. január–2011. december

HDD = napfokszám: A hőmérséklet hatását a gázfogyasztásra az ún. napfokszámmal jellemezzük (Heating Degree Day – HDD). Egy nap napfokszámát a következőképp határozzuk meg: ha a nap középhőmérséklete meghaladja a küszöbhőmérsékletet (ez Magyarországon ~16 °C), akkor az adott nap napfokszáma 0. Ha a középhőmérséklet alacsonyabb 16 °C-nál, akkor a napfokszám értéke a különbség (pl: 13 °C-os napi középhőmérséklet mellett a napfokszám: 16 °C – 13 °C = 3 °C). Egy hónap napfokszáma a hónap napi napfokszámainak az összege.

földgázpiacról szektorális felbontásban a vizsgált időszakra nincsen teljes körű, publikusan hozzáférhető adat, ezért egy-egy jobban dokumentált szegmens fogyasztásának alakulását tudjuk csak bemutatni.) A háztartási fogyasztás az időszak során fokozatosan csökkent, a 2004-es 4,69 milliárd m³-es szintről 2011-re 3,48 milliárd m³-re. Ez a tendencia a többi fejlett országnál is kimutatható, illetve a jövőre vonatkozóan is hasonlóra

számítunk, kicsit kisebb ütemű csökkenéssel. A földgázhálózatra kapcsolt háztartások száma már jelentősen nem fog nőni, míg az árérzékeny fogyasztók más tüzelőanyagokra való váltással, az energiahatékonysági technikák és megújuló energiák bevonásával kismértékben, de folyamatosan csökkenteni fogják fogyasztásukat.

Az erőművi fogyasztás ezzel szemben a vizsgált időszak első felében még nőtt, majd egy kisebb csökkenés után 2009-ben jelentőset esett. Ez a bezuhanás leginkább a januári gázválságnak volt betudható, viszont az, hogy azóta sem tért vissza a korábbi szintre, az a gazdasági válság árampiacra gyakorolt hatását mutatja: alacsony áramkereslet mellett a földgázbázisú erőművek keveset üzemelnek. Emellett az is magyarázó tényező lehet, hogy a hazai földgázár régiós szinten magas, így a hazai gázbázisú erőművek versenyhátrányba kerülnek, importtal helyettesítjük őket.

Az ipari gázfogyasztás a hőmérséklet mellett érzékenyen reagál a gazdasági helyzet alakulására is. Ennek megfelelően a jelenlegi válság alacsonyabb ipari fogyasztást von maga után, a 2004-es időszak 1,6 milliárd m^3-es szintjéről 2010-re 1,26 milliárd m^3-re csökkent a nagyipari fogyasztók földgázfogyasztása.

A 20. ábra havi bontásban mutatja ugyanezen adatokat. Látható, hogy a gázfogyasztás téli időszaki része az, ami szinte folyamatosan és drasztikusan csökkent, a 2005. december havi fogyasztás majdnem 2 milliárd m^3 volt, míg a 2011. decemberi már kevesebb mint 1,5 milliárd, ez utóbbihoz viszont tény, hogy a rendkívül enyhe hőmérséklet is hozzájárult.

A fenti egyszerű elemzés alapján is látható tehát, hogy bár egy enyhe tél jelentősen csökkentheti a gázfogyasztást, az elmúlt időszakban tapasztalható jelentős piacszűkülés elsősorban nem a mostanában mediterránnak tűnő időjárás következménye, hanem a szegmensekre ható egyéb tényezők: gazdasági válság, árrugalmasság, régiós árverseny a felelősek. A sámánnak tehát nehezebb dolga lesz, és még ha a gazdaság élénkülését sikerül is elérnie, bizonyos tendenciákat, mint a kisfogyasztók fogyasztáscsökkenése, már valószínűleg nem tud visszafordítani.

A kiadványban előforduló rövidítések:

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
APX	Amsterdam Power Exchange
ARA	Amsterdam–Rotterdam–Antwerpen
CEGH	Central European Gas Hub
ECX	European Carbon Exchange
EEX	European Energy Exchange
EUA	European Union Allowance
HAG	Hungary–Austria Gasline
HDD	Heating Degree Day
MEH	Magyar Energia Hivatal
OPCOM	Operatorul Pietei de Energie Electrica
OTE	Operátor trhu s elektřinou
PXE	Power Exchange Central Europe
SEPS	Slovenská elektrizačná prenosová sústava
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity

AKTUALITÁSOK

Kereskedőváltási aktivitás az áramszektorban

A magyar villamosenergia-piacon az elmúlt egy-két évben a kis- és nagykereskedelmi verseny a korábbi évekhez képest jelentősen megélénkült, bár hozzá kell tennünk, hogy a kiskereskedői árampiacon tapasztalható kereskedőváltási aktivitás továbbra is lényegesen alacsonyabb, mint a nagykereskedelmi szegmensben. Cikkünkben a jelenlegi szabályozási és piaci feltételrendszer keretei között megvalósuló kiskereskedelmi verseny tükrében vizsgáljuk az elmúlt évek szolgáltatóváltási aktivitását.

A hazai villamosenergia-fogyasztók szolgáltatóváltási aktivitása európai uniós viszonylatban meglehetősen alacsony. Egy, az Európai Bizottság megbízásából készült kutatás szerint az unió háztartási fogyasztóinak 5,7%-a váltott szolgáltatót 2008. július és 2010. június között, míg Magyarországon ez az arány mindössze 0,2% volt.[1] Az alacsony aktivitás két okra vezethető vissza: egyrészt a piac 2008-ban nyílt meg, így a fogyasztók még nincsenek tisztában a lehetőségeikkel, másrészt az érintett szegmensben relatíve alacsonyak a szabályozott árak. Az üzleti felhasználók esetében – akik számára a szabad kereskedőváltás joga már 2003, illetve 2004 óta biztosított – jóval magasabb a szolgáltatóváltási aktivitás. Ehhez hozzájárult a gazdasági válság okozta kereslet-visszaesés következtében élénkülő kiskereskedelmi verseny, melyet 2011-ben az is erősített, hogy a versenypiaci végfelhasználói árak az egyetemes szolgáltatói szegmens hatósági árai alá csökkentek. Tekintve, hogy a szolgáltatóváltási aktivitás erősen összefügg a piacon zajló verseny intenzitásával, és így a piac szerkezetével, a következőkben röviden áttekintjük a kiskereskedelmi árampiac viszonyainak elmúlt évekbeli alakulását.

A hazai kiskereskedelmi piac két eltérő szabályozási és működési környezettel rendelkező részből tevődik össze: a hatósági árszabályozás mellett működő egyetemes szolgáltatási és a szabad-piaci szegmensből. Ez utóbbi részaránya 2008-tól jelentősen megemelkedett (2010-ben a kiskereskedelmi piac mintegy 61%-át adta), elsősorban abból adódóan, hogy 2008-tól a közüzemi szolgáltatást felváltotta az egyetemes szolgáltatás, amelynek jogosultsági körébe jóval kevesebb piaci szereplő tartozik. Ennek köszönhetően mintegy százezer kis és közepes villamosenergia-felhasználó került át a szabadpiaci szegmensbe.

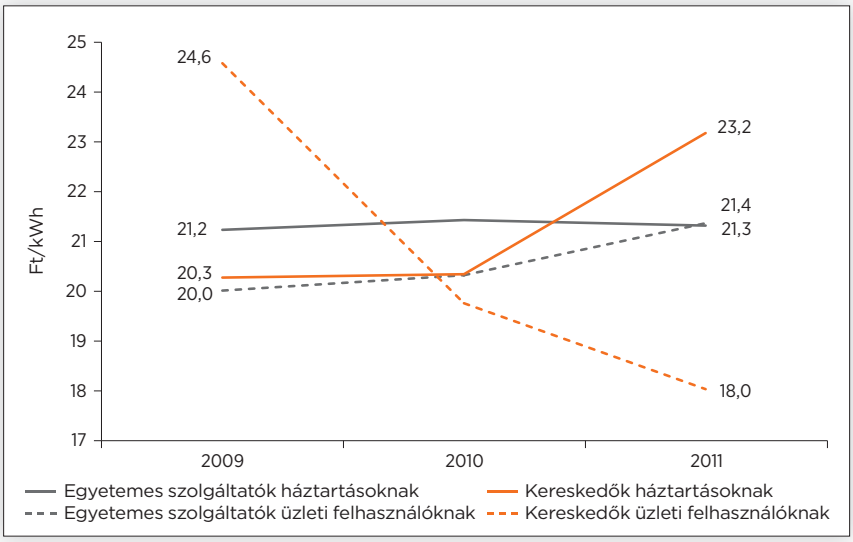
Az egyetemes szolgáltatásra jogosult fogyasztók ellátása az egyetemes szolgáltatók feladata, akik a korábbi közüzemi szolgáltatók utódvállalatai (E.ON Energiaszolgáltató, ELMŰ, ÉMÁSZ, DÉMÁSZ). Ezen a szegmensen belül a verseny hiánya tapasztalható: sem az egyetemes szolgáltatók nem próbáltak meg betörni egymás ellátási területére, sem a korábban egyetemes szolgáltatást nem végző kereskedők nem folyamodtak ilyen engedélyért, annak ellenére, hogy a szabályozás erre lehetőséget biztosít.

A szabadpiaci fogyasztókat kiszolgáló kereskedők között szintén azok a multinacionális vállalatok (E.ON, az RWE és az EDF) rendelkeznek a legnagyobb piaci részesedéssel (nagyjából 64%-kal), amelyek az egyetemes szolgáltatási szegmenst is kézben tartják. Mellettük az MVM Csoport kereskedővállalatai (MVM Trade és MVM Partner ZRt.), valamint egyre több „független" kereskedővállalat (amelyeknek a hazai áramszektorban csak a kiskereskedelemben van jelentősebb érdekeltségük) tevékenykedik ebben az üzletágban.

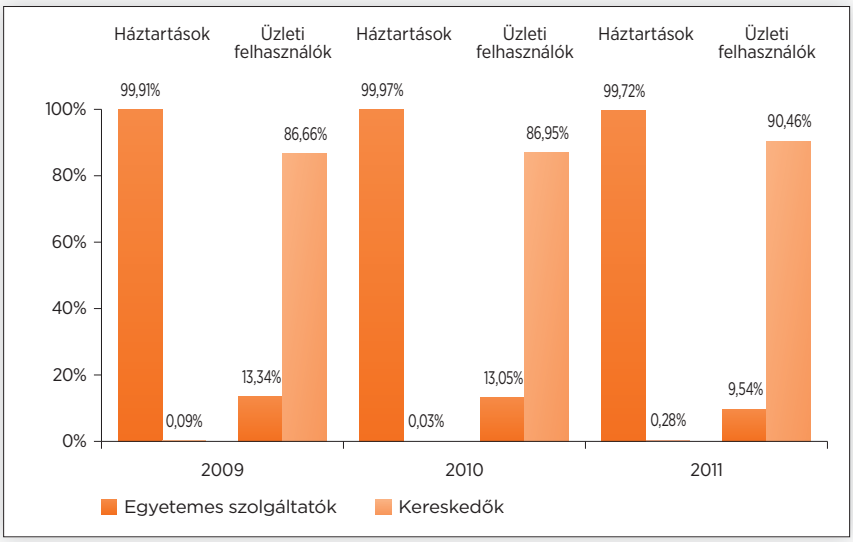
A következőkben az egyetemes szolgáltatók és a piaci szegmensben tevékenykedő kereskedők értékesítéseinek átlagárát[2] és piaci részesedéseik alakulását tekintjük át 2009-től 2011-ig.

A 21. ábrán látható végfelhasználói árak az elmúlt három évben jelentősen változtak. Az üzleti felhasználók által fizetett versenypiaci ár kWh-ként átlagosan 6,6 Ft-tal lett alacsonyabb. Ez egyrészt annak köszönhető, hogy a kiskereskedők átlagos beszerzési ára ezen időszakban nagyjából 4 Ft/kWh-val csökkent a nagykereskedelmi verseny élénkülésének következtében, másrészt a kereskedők közötti erősebb verseny miatt a kiskereskedelmi árrések is csökkentek. Ez az árcsökkenés azonban a különböző fogyasztói csoportokban eltérő mértékű. A legnagyobb áresés a 20 és 20 000 MWh közötti éves fogyasztással rendelkező kkv-szektorban figyelhető meg, míg a kisfogyasztóknál az átlagosnál

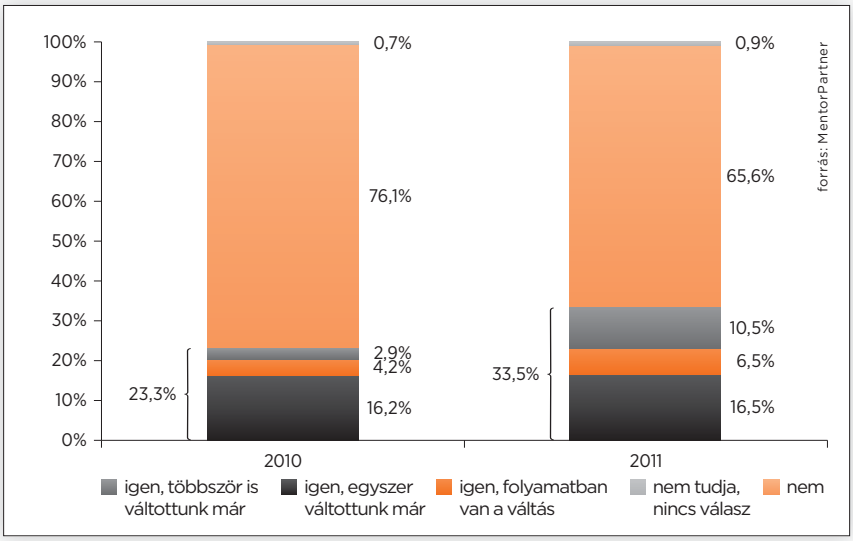
[1] ECME Consortium: The functioning of retail electricity markets for consumers in the EU, 2010 november
[2] Az árak nem a teljes végfelhasználói árat, csak annak energiadíj komponensét tükrözik.



21. ábra Az értékesítési árak termékár komponensének átlagos nagysága az egyes fogyasztói szegmensekben, 2009–2011[3]



22. ábra Az egyetemes szolgáltatók és kereskedők részesedése az egyes fogyasztói szegmensekben, 2009–2011[4]



23. ábra A „Váltott-e már kereskedőt?" kérdésre adott válaszok megoszlása

kisebb mértékű, a 20 000 MWh/évnél nagyobb fogyasztással rendelkező fogyasztóknál átlagos mértékű a csökkenés. Mindez azt mutatja, hogy a kis és közepes fogyasztással rendelkező kkv-k megszerzéséért már valódi verseny folyik a kereskedők között.

Ezzel ellentétben a hatósági áras szegmensben az üzleti felhasználók átlagos energiadíja az elmúlt három évben növekedett, köszönhetően az egyetemes szolgáltatók magasabb beszerzési árainak. Az árnövekedés mértéke azonban itt is eltérő: a nagyobb fogyasztók energiadíjai kevésbé, a közepes és kisfogyasztóké nagyobb mértékben emelkedtek. Ez szintén arra utal, hogy az ügyfelekért folyó verseny az egyetemes szolgáltatásra jogosult üzleti fogyasztókra is kiterjed.

Ahogyan az a 22. ábrán látható, az egyetemes szolgáltatók és a kereskedők piaci részesedéseinek változása összhangban van a relatív energiadíjak változásával. Az egyetemes szolgáltatók részesedése az üzleti felhasználóknak értékesített villamos energia mennyiségéből 13%-ról 2011-ben 9,5%-ra csökkent. Ekkor ugyanis a versenypiaci árak a hatósági árak alá csökkentek, melynek köszönhetően felélénkült a kereskedőváltási aktivitás. A háztartások körében is hasonló irányú, bár igen lassú átrendeződés figyelhető meg: míg 2009-ben a háztartások csupán 0,1%-a, 2011-ben már 0,3%-a vásárolja a versenypiacról a villamos energiát.

A rendelkezésre álló adatok hiányában nem tudjuk megmondani, hogy a piaci

[3] A 2011-es adatok január–szeptember hónapokra állnak rendelkezésre.
[4] A 2011-es adatok január–szeptember hónapokra állnak rendelkezésre.

részesedések e változásai számszerűen hány szolgáltatóváltást jelentenek. Durva becsléseink alapján 2011-ben nagyjából 1000-2000 üzleti felhasználó válthatott egyetemes szolgáltatóról versenypiaci kereskedőre.

A következőkben a hazai kkv-k kereskedőváltásával kapcsolatos tapasztalatait a MentorPartner kérdőíves felmérésének segítségével foglaljuk össze. A vizsgált mintába került vállalatok közül 559 állt villamosenergia-kereskedővel közvetlen szerződéses kapcsolatban. Ezek a vállalatok a 23. ábrán látható megoszlásban válaszoltak 2010-ben és 2011-ben arra a kérdésre, hogy váltottak-e már kereskedőt.

Látható, hogy a vizsgált időszakban némileg növekedett a kereskedőváltási aktivitás, 2010-ben a megkérdezett vállalatok 23,3%-a váltott már legalább egyszer kereskedőt, míg tavaly ez az arány már 33,5% volt. Bár az egy év alatt történt kereskedőváltások számára vonatkozóan szintén csak durva becslés adható, a rendelkezésre álló információk azt mutatják, hogy 2011-ben 3100-zal emelkedett a legalább egyszer, és 2300-zal a többször kereskedőt váltók száma, ami az áram-piacon közvetlenül szerződő kkv-kat tekintve közel 18%-os, a teljes üzleti felhasználói kört alapul véve kb. 1,5%-os váltási arányt jelent éves alapon.

A kereskedőváltással elérhető megtakarítás nagyságára az ALTEO Energiaszolgáltató Nyrt. 2010 őszén kkv-k körében végzett felméréséből[5] következtethetünk. Eszerint a legnagyobb megtakarítási lehetőség a 100-200 MWh fogyasztású vállalatok esetében adódik, akik átlagosan 9%-os költségmegtakarítást érhettek el az aktuális szolgáltatójuk leváltásával. Érdekes, hogy az elérhető költségcsökkenés nem a legnagyobb fogyasztók esetén a legnagyobb mértékű. Valószínűleg azért, mert ezért a fogyasztói rétegért erősebb verseny folyik, így csökken az árak szórása, és így a megtakarítási lehetőségek is.

Összességében elmondható, hogy annak ellenére, hogy a hazai kiskereskedői árampiacon tapasztalható szolgáltatóváltási aktivitás meglehetősen alacsony, tavaly a piaci folyamatok kedvező irányú változásának, a kis- és nagykereskedelmi verseny élénkülésének köszönhetően a kereskedőváltások számának növekedését tapasztalhattuk. A kiskereskedelmi verseny erősödésének eredményeként több a független kereskedő, folyamatosan csökkennek az üzleti felhasználóknak kiszabott energiadíjak és a versenypiaci végfelhasználói árak a hatósági árak alá csökkentek.

Infrastruktúra-fejlesztési szabályozás: uniós versus tagállami kompetenciák

Az utóbbi évben számos uniós kezdeményezés látott napvilágot az infrastrukturális beruházások szabályozásával kapcsolatosan: szakpolitikai állásfoglalások és jogszabály-módosítások sora kísérte az Európai Bizottság azon törekvését, hogy a villamosenergia- és földgázinfrastruktúra-fejlesztés folyamatának lökést adjon. Ezen kezdeményezések jelentős hangsúlyeltolódást eredményeznek a szállítóhálózatokkal (azon belül is elsősorban a határkeresztező vezetékekkel) kapcsolatos hatáskörök tekintetében: a beruházási tervek engedélyezésével kapcsolatos tagállami kompetenciák fokozatosan alárendelődnek bizonyos normatív szabályoknak, illetve a Bizottság döntési jogosultságainak.

Ebbe a folyamatba illeszkedik a Bizottság transzeurópai energia-infrastruktúrával kapcsolatos rendelettervezete, mely 2011 októberében került az unió jogalkotó szervei (az Európai Parlament és a Tanács) elé. A következőkben áttekintjük, hogy ezen jogszabályi kezdeményezés a korábbi szabályozáshoz képest milyen további hatásköri eltolódást eredményez a tagállamok és a Bizottság között.

Az infrastruktúra-fejlesztés kihívásai

A megújuló energiaforrásokra alapozott erőművi kapacitások gyors térnyerése és az üvegházhatású gázok kibocsátásának csökkentését célzó energiapolitikai célkitűzések minden korábbinál nagyobb hálózatbővítést tesznek szükségessé. Az Északi-tenger mentén gombamód szaporodó szélerőműparkok által megtermelt villamos energia már ma is komoly feszültségeket okoz az áramlásoknak kitett országok kapcsolatában: Lengyelország és Csehország hálózatát annyira megterhelik a német szélerőművek által generált időszakos áramlási csúcsok, hogy az érintett rendszerirányítók, hálózatuk védelmére hivatkozva, a villamos energia áramlását akadályozó, ún. phase-shifterek beépítését fontolgatják. Az időjárásfüggő megújuló villamosenergia-termelés további növekedése (és a termelési csúcsok idején képződő feleslegek szivattyús tározókba történő továbbítása) azonban nemcsak a villamosenergia-hálózatok terhelését növeli meg, hanem a földgázhálózatokra is kihat.

A fluktuáló megújuló termelés által okozott rendszerirányítási és egyensúlytartási problémák kezelésére az európai villamosenergia-hálózatok

[5] ALTEO sajtóközlemény, 2010. október

önmagukban még jelentős beruházások árán sem képesek. A gyors terhelésváltozásokhoz való alkalmazkodás a földgázüzemű erőművi kapacitások erőteljes bővülését teszi szükségessé, ami értelemszerűen megköveteli a jelenlegi földgázszállító hálózatok kapacitásának bővítését, illetve a rendszerek rugalmasságának növelését (tározók és LNG-terminálok kiépítésével).

A fenti változások azonban nem egyszerűen a jelenlegi megújuló célkitűzésekből fakadnak. Az üvegházhatású gázok kibocsátásának csökkentésére tett (részben nemzetközi egyezmények által megerősített) európai vállalások nyomán az európai villamosenergia-szektort rendkívüli mértékű dekarbonizációs kötelezettségek fogják terhelni. Ez a 2020-ra kitűzött 20%-os megújuló részarány további drasztikus növekedését vetíti előre: az unió által fontolgatott 80%-os CO_2-csökkentés 2050-re konzervatív becslések szerint is 50-60%-os megújuló részarányt feltételez. A megújuló erőművek ilyen mértékű expanziója kiemelkedő (50–100% kapacitásbővítéssel járó) hálózatfejlesztést tehet szükségessé.

A Bizottság számításai szerint a 2020-ig szükséges hálózatfejlesztési beruházások kb. 50%-a a jelenlegi szabályozásból fakadó engedélyezési és finanszírozási hiányosságoknak köszönhetően nem valósul meg. Az építésügyi és környezethasználati engedélyek kiadása miatt számos vezetéképítési beruházás 10 éves hosszúságúra is nyúlhat, miközben egy szélerőmű felépítése – az engedélyek beszerzésével együtt is – 2-3 éven belül megvalósul. A beruházást késleltető adminisztratív terhek mellett a határkeresztező vezetékek esetében súlyosabb problémák, az érintett tagállamok, illetve rendszerirányítók közötti költségmegosztási viták is felmerülhetnek.

A legtöbb szabályozó hatóság a jóváhagyás során igen konzervatív magatartást tanúsít, és tarifában többnyire az igazolható hazai igények kielégítését célzó beruházásokat ismeri el. A jelentős részben tranzitot, vagy exportot támogató vezetékek esetében a regulátorok nem, vagy csak részben hajlandók a beruházási költség hálózati tarifákban történő elismerésére. Ezen beruházások megvalósulását nagyban megkönnyítené, ha az érintett/kedvezményezett tagállamok is részt vállalnának a beruházás finanszírozásában. A szabályozói hatóságok gyakorlatában azonban nagyon ritka, hogy a határon kívüli (valamely szomszédos rendszerirányító által kezdeményezett), a hazai fogyasztók ellátását is támogató beruházások esetében a hazai rendszerirányító költségbázisában elismernék a vonatkozó (határon túli) kapacitásfejlesztés költségét.

Szabályozási változások

Az infrastruktúra-fejlesztéssel kapcsolatos tagállami hatáskörök normatív szabályozása, illetve a fejlesztések összehangolása irányába tett első jelentősebb lépés a 2009-es energetikai jogszabálycsomag (az ún. „harmadik csomag”) elfogadása volt. A módosított villamosenergia- és földgázpiaci direktíva a TSO-kat a kereslet-kínálat jövőbeni egyensúlyához igazított 10 éves hálózatfejlesztési terv készítésére kötelezte. A hálózatfejlesztési terv előkészítését, kidolgozását és elfogadását rendszeres, a rendszerhasználókkal történő nyílt, széles körű konzultációkhoz kötötte. A hálózatfejlesztési terv „kalibrálásához” alapvető fontosságú kereslet-előrejelzés, illetve az egyes beruházásokat megalapozó igénybecslés során egyaránt szükségessé vált a piaci szereplők által megfogalmazott igények becsatornázása. Ezen rendelkezések célja az inkumbens földgázipari vállalkozásokkal közös tulajdonosi körhöz tartozó rendszerirányítók általi, ún. „stratégiai alulberuházás” (piacvédelmi okból mesterségesen alultervezett határkeresztező kapacitásfejlesztés) korlátozása volt.

A tagállami hálózatfejlesztési tervek összehangolásának feladatát a harmadik csomag az újonnan létrehozott uniós szintű testületekre rótta. Az európai TSO-kat tömörítő ENTSO-E és az ENTSO-G számára uniós szintű 10 éves hálózatfejlesztési terv előkészítését írta elő. Ezen közösségi szintű tervek ugyan nem írják felül a nemzeti fejlesztési terveket, azonban a regulátor csak olyan hálózatfejlesztési tervet hagyhat jóvá, amely összhangban van a közösségi szintű hálózatfejlesztési tervvel. A nemzeti és közösségi hálózatfejlesztési tervek inkonzisztenciája esetén az unió szabályozó hatósága, az ACER ajánlást tehet a nemzeti hatóságok számára a hálózatfejlesztési terv módosítására.

Az infrastruktúra-fejlesztés uniós szabályozására irányuló következő lépést a földgázellátás biztonságáról szóló 994/2010/EU rendelet tette meg. A jogszabály normatív ellátásbiztonsági követelményeket támaszt (ún. infrastrukturális standardokat határoz meg) a nemzeti földgázrendszerekkel szemben. A követelmények teljesítéséhez szükséges infrastrukturális fejlesztéseket az érintett tagállamoknak legkésőbb 2014 decemberére végre kell hajtaniuk.

A transzeurópai energia-infrastruktúra rendelet

A nemzeti hálózatfejlesztési tervek Bizottság általi felülírásának lehetőségét lényegében a

transzeurópai energia-infrastruktúrára vonatkozó rendelettervezet teremti meg. A jogszabálytervezet a közérdekű (közösségi) projektek (PCI – Project of Common Interest) fogalma köré épül. Ezek olyan számottevő, határon átnyúló hatással bíró infrastruktúra-fejlesztési tervek, melyek megvalósítása a Bizottság által kiemeltnek tekintett infrastruktúra-folyosók kiépítéséhez szükséges. A közösségi projektek definíciója annyira tág, a szóban forgó kiemelt infrastrukturális folyosók meghatározása pedig annyira általános, hogy a gyakorlatban szinte bármely jelentősebb infrastruktúra-fejlesztési terv közérdekűnek minősíthető.

A közérdekű projektek számára a tagállamoknak speciális, ún. egyablakos (one-stop shop) engedélyezési eljárást kell biztosítaniuk. Ennek értelmében minden tagállam köteles kijelölni egy hatóságot, mely a szóban forgó projektek engedélyezési eljárásainak koordinációjáért felelős. Az eljárások egyszerűsítésének azonban objektív kritériuma is van: a közérdekű projektek engedélyezési eljárásának 3 éven belül le kell zárulnia. A jelen körülmények között nem ritkán 10 évig is húzódó vezetéképítési projektek tükrében ezen határidő betartása rendkívüli erőfeszítéseket, és minden bizonnyal különleges eljárási szabályokat követel meg a tagállamoktól.

Az engedélyezési eljárások meggyorsításánál is nagyobb jelentőséggel bírhat az a rendelkezés, miszerint a közérdekű projekteket az érintett rendszerirányítók kötelesek beépíteni 10 éves hálózatfejlesztési tervükbe. Mivel a hálózatfejlesztési tervek végrehajtásának kikényszerítésére a villamos energia és földgáz irányelvek több eszközt is felvonultatnak (ilyen pl. a rendszerirányító által végre nem hajtott fejlesztések megtendereztetése), ezzel a lépéssel az érintett fejlesztések megvalósulásának másik legfőbb akadálya, a regulátor jóváhagyásának hiánya válik kiküszöbölhetővé.

A közérdekű projektek nemzeti hálózatfejlesztési tervekbe történő beemelése azonban egy lényeges problémát, nevezetesen a tranzitvezetékek, és a más országok számára különös fontosságú határkeresztező kapacitások beruházási költségeinek megosztását nem oldja meg. A nemzeti regulátorok az általuk diszpreferált (a hazai fogyasztók szempontjából mérsékelt fontosságú) beruházásokat ugyanis a tarifaképzés szabályain keresztül is megakadályozhatják. A rendelettervezet ezért kimondja, hogy ha adott beruházásban érintett országok regulátorai 6 hónapon belül nem képesek egyetértésre jutni a beruházási költségek megosztásáról (és azoknak a hálózati tarifákba történő beépítéséről), akkor a döntést az ACER-nek kell meghoznia.

A nemzeti regulátorok konzervatív tarifaképzési gyakorlatát hivatott megváltoztatni az a rendelkezés, mely szerint a várható kockázatokkal arányos ösztönzőket (pl. a felmerült költségeknek a beruházás végrehajtása előtti elismerése, magasabb megtérülés) kell nyújtani a közérdekű projektek számára. Az ACER-re hárul a feladat, hogy a konkrét ösztönzőkre, illetve a kockázatértékelésre vonatkozó iránymutatást készítsen az eljáró nemzeti regulátorok számára, akik ez alapján kötelesek közzétenni a projektek értékelése során alkalmazandó módszertanukat.

A fenti javaslatok a korábbi szabályozásoknál hatásosabban katalizálják a közérdekű hálózatfejlesztések végrehajtását. A legfontosabb kérdés azonban mégis a következő: ki határozza meg ezen speciális bánásmódot megkövetelő közérdekű projektek körét? A válasz nem lepi meg az utóbbi évek uniós energetikai szabályozását nyomon követőket: a közérdekű projektekre vonatkozó végső döntést a Bizottság hozza meg, a jelen javaslat szerint legkésőbb 2013 közepére.

A közérdekű infrastrukturális projektek kiválasztásának folyamatában azonban kiemelt szerepet kapnak a majdan felállításra kerülő, ún. Regionális Csoportok. Ezen testületek lesznek felelősek azon lista összeállításáért, amely alapján a Bizottság a végső döntést meghozza. A Regionális Csoportok felépítésére, működésére, döntéshozatali eljárására vonatkozóan azonban rendkívül kevés iránymutatást ad a rendelettervezet. Az bizonyos, hogy a csoportokban egyrészt képviseltetik magukat a tagállamok, a nemzeti regulátorok és a rendszerirányítók, másrészt az ENTSO, az ACER és a Bizottság. Az egyes régiók határaira, illetve a kialakítandó csoportok egyéb, már meglévő régiós testületekhez fűződő kapcsolatára vonatkozóan azonban nem sokat árul el a tervezet.

A jövőbeni hálózatfejlesztésekre vonatkozó tagállami hatáskörök természetesen nem helyeződnek át teljes egészében a Bizottsághoz: a közérdekű projektek listájára történő felkerülésnek nemcsak az a feltétele, hogy a szóban forgó projekt az ENTSO közösségi szintű 10 éves hálózatfejlesztési tervében szerepeljen, hanem az is, hogy az érintett tagállam támogassa azt. A fenti rendelkezések azonban világosan azt mutatják, hogy a nemzeti regulátorok hálózatfejlesztési tervek feletti kizárólagos hatáskörei fokozatosan szűkülnek, miközben az uniós intézmények befolyása lépésről lépésre növekszik.