

Téma:

**SZAKPOLITIKAI TANULMÁNY
ENERGETIKA ÉS FENNTARTHATÓ
FEJLŐDÉS**

Időszak:

2014. január

Dátum:

2014. február 19.



SZÁZADVÉG
ALAPÍTVÁNY



SZÁZADVÉG
gazdálkodásutató zrt.



STRATEGOPOLIS
KÖZMUNKA-ÉS TANULÁSDOKUMENTÁCIÓS KÖZPONT ZRT.

Az anyag az NFM_SZERZ/378/1 (2012) számú
szerződés teljesítésére készült

Tartalom

Vezetői összefoglaló.....	1
<i>1. A Nemzeti Együttműködés Programjában megfogalmazott energetikai célkitűzések megvalósulásának vizsgálata</i>	<i>3</i>
A magánmonopóliumok letörése – az energiaárak mérséklése	3
Az energiafüggőség leküzdése.....	6
<i>2. A Paksi Atomerőmű bővítésének értékelése a nemzetközi villamosenergia-ipari tendenciák függvényében.....</i>	<i>8</i>
Paks létjogosultsága a magyar és európai villamosenergia-rendszerben.....	9
Nemzetközi atomerőművi beruházások vizsgálata	14
Az atomerőmű bővítésének kockázatai	17

Vezetői összefoglaló

A Nemzeti Együttműködés Programja a kiemelten fontos célok között említette meg az energiaárak leszorítását, az energiafüggőség leküzdését, az energiahatékonyság növelését, valamint a lokális erőforrások fokozottabb kiaknázását.

A villamos energia és a földgáz importárának csökkentését jelentős mértékben elősegítette a régiós áramtőzsdék összekapcsolása, valamint az Oroszországgal kötött hosszú távú gázszerszódés kétszeri módosítása. E lépések lehetővé tették, hogy 2013 folyamán két ízben, összesen 20 százalékkal csökkenjen a háztartási energia hatósági ára. 2014-ben pedig megvalósul a harmadik rezsicsökkentés, illetve a Panel III program is meghirdetésre került. A lakossági árak mérséklése azonban csak kormányzati nyomás hatására ment végbe, hiszen míg 2012 végén az energiaszolgáltatók a hatósági árak emelését szorgalmazták, addig a kormány meglépte az első rezsicsökkentést. Az ipari energiaárak ugyanakkor 2010 és 2013 között régiós összehasonlításban nem csökkentek. A következő kormányzati ciklus során a kormányzat számára az épület-energiahatékonysági programok kiterjesztését, illetve az ipari energiaárak mérséklésének elősegítését javasoljuk.

Magyarország energiafüggősége elsősorban a földgázimportnak való kitettségéből fakad. A függőség csökkentése a gázigény csökkenése, a hazai kitermelés növelése, a források diverzifikálása, illetve az ellátásbiztonság növelése révén valósulhat meg. A források diverzifikációja 2010 és 2013 között kismértékben javult (HAG kapacitásbővítés, román interkonnektor kétirányúsítása). 2015-től a szlovák-magyar interkonnektor révén nagyobb mennyiségben válik hozzáférhetővé a nyugati gáz, 2017-től pedig a Déli Áramlat vezeték hazai szakaszának megépülése szavatolni fogja a Magyarország gázellátás-biztonságát. Hazánk gázigénye a pozitív gazdasági multiplikátorhatással bíró energiahatékonysági programok révén akár 15 százalékkal is mérsékelhető. A gázimport-függőség csökkentését a hazai nem konvencionális gáz kitermelése is elősegítheti – szigorú környezetvédelmi szabályok alkalmazása mellett.

Számos állásfoglalás elhangzott, illetve több publikáció napvilágot látott, amely megkérdőjelezte a Paksi Atomerőmű bővítésének létjogosultságát, az európai villamosenergia-piacon való versenyképességét és a beruházás megtérülését. Éles kritika érte továbbá a beruházás érdekében felvett hitel nagyságát, és sokan elítélték az atomenergia melletti hosszú távú elköteleződést. Tanulmányunkban e kérdések szakmai értékelését végeztük el.

Az Európai Unióban kibontakozó egységes villamosenergia-rendszerben az egyes tagállamoknak új erőművek tervezésekor már nem csak a hazai áramigényeket kell figyelembe venniük, hanem a teljes uniós villamosenergia-igény várható alakulását. Szintén az egységes villamosenergia-rendszer következménye, hogy az új erőművi beruházáskor a kapacitások alakulását is uniós szinten szükséges vizsgálni. 2025-ig, a második új paksi blokk üzembe lépéséig az európai alaperőmű-állomány jelentős csökkenése várható. Míg 2025-ig az

atomerőművi teljesítőképesség várhatóan közel 23.000 MW-tal csökken, addig mindössze 12.000-13.000 MW új nukleáris kapacitás létesülhet. Szénerőművek esetében 32.000-33.000 MW teljesítőképesség leszerelése várható, szemben a 13.000-14.000 MW új kapacitással. Tehát az EU-ban az alaperőművek teljesítőképessége 2025-ig várhatóan jelentősen csökkenni fog, így az új paksi blokkok e szegmensben nem telített piacra fognak belépni, valamint kiemelendő, hogy egy 10-12 éves átmeneti időszakot leszámítva kapacitásfenntartásról, és nem kapacitásbővítésről beszélhetünk.

Az új paksi blokkokkal párhuzamosan Nagy-Britanniában (Hinkley Point C), Törökországban (Akkuyu), illetve az Egyesült Arab Emírátsokban (Barakah) épülő atomerőművek finanszírozási modelljének vizsgálata révén a paksi beruházás objektívebben elbírálnak. A brit és török atomerőmű esetében külföldi vállalat finanszírozza és valósítja meg a beruházást, a megrendelő államot nem terheli hitel. Ugyanakkor az erőmű számára hosszú időre (35, ill. 15 év) a jelenlegi nagykereskedelmi áramárát kétszeresen meghaladó átvételi árat garantálnak, így a beruházás költségét végső soron a fogyasztók finanszírozzák.

A nemzetközi példák, illetve tanulmányok rámutattak arra, hogy az atomerőművi beruházások esetében a legnagyobb kockázatot a beruházási költség nagysága, a költségtúllépés, illetve a villamosenergia-árak alakulása jelenti. A magyar, a brit és a török atomerőmű tervezett fajlagos beruházási költsége között csekély különbség található. A finn Olkiluoto 3 példája megmutatta, hogy a több éves csúszás milyen magas költségemelkedéssel jár. A nemzetközi tapasztalatok szerint az időtúllépés mellett a költségek emelkedésének másik oka a kivitelező cégek túl alacsony ajánlata volt. A jelentős beruházási költség miatt kulcsfontosságú, hogy melyik fél viseli a kockázatot. Az Olkiluoto 3, illetve a Barakah erőmű esetében a költségtúllépés a kivitelező vállalatokat terheli. Nagy-Britanniában is a beruházó konzorcium viseli a kockázatokat, azonban a 35 évig garantált, magas átvételi ár erre fedezetet nyújt. A kockázatviselés hazánk érdekei szerinti súlyozása a Paksi Atomerőmű bővítésekor kulcsfontosságú lesz, a szerződés megkötésekor törekednünk kell arra, hogy az orosz fél minél nagyobb részt vállaljon a kockázatviselésből. Szintén kritikusnak tekinthető a nukleáris hulladék tárolásának az atomerőmű-bővítés törvénytervezetében felvázolt kezelése.

A villamosenergia-árak esetében megalapozatlan feltételezés a 2013-as árak 2023-2025-re történő kivetítése, hiszen a historikus adatok, illetve az árat befolyásoló tényezők vizsgálata is rámutat arra, hogy az áramár alakulása bizonytalan. A jelenlegi alacsony tőzsdei ár számos tényező egy irányba való hatása révén került a jelenlegi 40 euro/MWh körüli szintre. Viszont az európai gazdaságok növekedése révén emelkedő villamosenergia-kereslet, a megújulóenergia-termelés támogatásának Európai Bizottság által javasolt csökkentése, az ipari termelés várható növekedése, a CO₂-kibocsátási kötelezettségek tervezett emelése, illetve a kvótakezelési mechanizmus bevezetése az áramár emelkedéséhez vezethet.

1. A Nemzeti Együttműködés Programjában megfogalmazott energetikai célkitűzések megvalósulásának vizsgálata

A 2010-ben hivatalba lépő második polgári kormány energetikai célkitűzései két alapidokumentumban, a Nemzeti Együttműködés Programjában és a Nemzeti Energiastratégia 2030 dokumentumban kerültek rögzítésre. Az Energiastratégiában megfogalmazott célok megvalósulását a 2013. decemberi szakpolitikai tanulmányunkban bemutattuk. A 2014. január havi szakpolitikai tanulmányunkban a Nemzeti Együttműködés Programjának az energetika területét érintő célkitűzéseit vizsgáljuk meg, annak függvényében, hogy a célok elérése érdekében milyen intézkedések kerültek meghozatalra, illetve a megvalósítás milyen fázisában tart Magyarország 2014 februárjában. A Nemzeti Együttműködés Programja az energetika területén a következő főbb célkitűzéseket fogalmazta meg:

- Az energiaárak leszorítása érdekében: a verseny fokozása, erősebb szabályozás, magánmonopóliumok letörése
- Az energiafüggőség leküzdése
- Az energiahatékonyság növekedése – épület-energiahatékonysági programok megvalósítása
- Lokális erőforrások kiaknázása – a megújulóenergia-termelés fokozása

A magánmonopóliumok letörése – az energiaárak mérséklése

A kormányprogram hibásnak értékelte a korábbi privatizációs politikát, amely az állami monopóliumokból magánmonopóliumokat hozott létre. Ennek tudta be, hogy 2010-ben a hazai energiaárak meghaladták a környező országokban lévő árakat. A helyzettel szemben pedig a kartellszerű működés letörésével, akár új versenytársak belépésének segítségével, valamint természetes monopóliumok esetében erősebb szabályozással, esetleg a tulajdonviszonyok átrendezése révén látta szükségesnek fellépni.

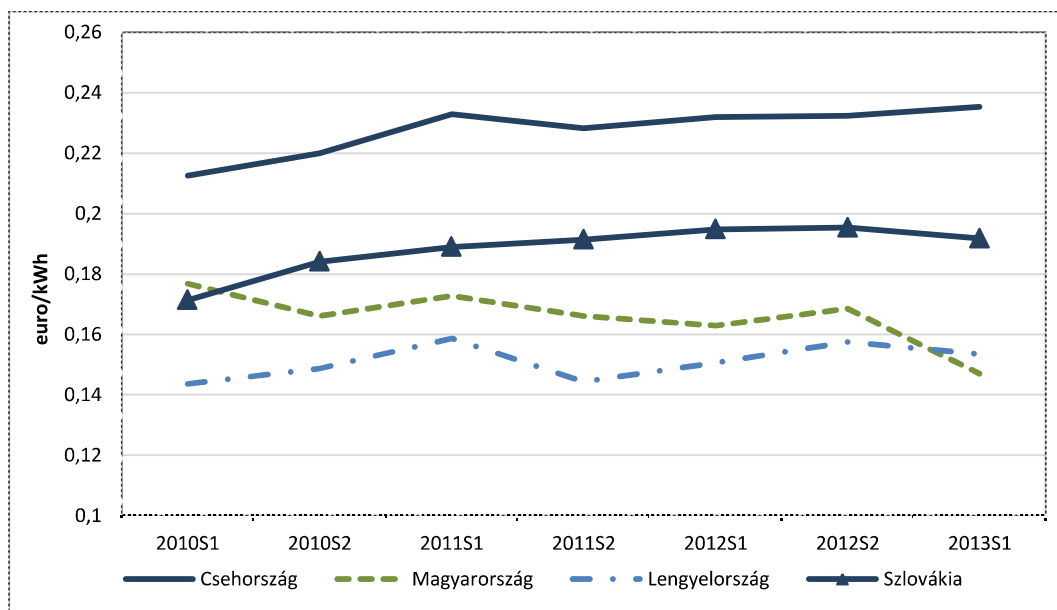
Mind a villamos energia, mind földgáz esetében jelentős és hatékony lépések történtek az árak csökkentése érdekében. 2012. szeptember 1-jén összekapcsolásra került a cseh, a szlovák és a magyar villamosenergia-tőzsde. Azaz **a kormányzat tartotta magát a program azon pontjához, mely szerint, ahol valódi verseny tud kibontakozni – márpedig a villamosenergia-kereskedelem ilyen terület – ott a verseny fokozására törekszik.** A tőzsdeösszekapcsolás révén jelentősen csökkent magyar tőzsdei villamosenergia-ár, amely a régiós börzék és a német börze áraihoz konvergált. A nagykereskedelmi árak csökkenésének pozitív hatása a szabadpiaci villamosenergia-fogyasztók esetében azért volt mérsékelte, mivel a lakossági fogyasztók terheinek csökkentése részben az ipari fogyasztók energiaárainak emelése révén valósult meg. **A földgázárak csökkentése esetében is jelentős előrelépések történtek. 2011-ben, majd 2013 novemberében módosításra került az Oroszországgal kötött hosszú távú gázszerződés, amelynek révén az importár csökkent és közeledett a tőzs-**

dei árhoz. Mivel az Eurostat összehasonlító adatai csak 2013 első félévéig bezárólag állnak rendelkezésre, így a második szerződésmódosítás hatásait nemzetközi összehasonlítás során nem tudtuk figyelembe venni. A gázkereskedelemben a verseny fokozásához hozzájárulhatnak a megvalósult, illetve a folyamatban lévő szállítóvezetési kapacitásbővítések, illetve építések. 2012-ben a mosonmagyaróvári kompresszorbővítés révén megnövekedett a HAG vezeték szállítóképessége, 2015. január 1-jétől pedig megindulhat a szállítás a szlovák-magyar interkonnektoron. (A részletes elemzést lásd előző havi szakpolitikai tanulmányunkban.)

A kormányzat 2010-ben befagyasztotta, majd 2013-ban két ízben, összesen 20 százalékkal csökkentette a villamos energia, a földgáz és a távhő lakossági árát. **A lakossági árak mérséklődése azonban erőteljes kormányzati nyomás nélkül nem valósult volna meg,** hiszen 2012 végén a villamosenergia-szolgáltató vállalatok a hatóságilag meghatározott lakossági árak emelését szorgalmazták. Ezzel szemben a kormányzat véghezvitte az első rezsicsökkentést. A gázszerződés 2. ízben megvalósult módosítása is a kormányzat nyomására valósult meg (az E.ON egyezett meg kormányzati nyomásra a Gazprommal), és a nagykereskedelmi ár csökkenésével együtt a lakossági gázárak is mérséklődtek. **Azaz a kormányzat a lakossági energiaárak letörése érdekében szabályozás révén avatkozott be, aminek szükségességét a kormányprogramban jelezte is.**

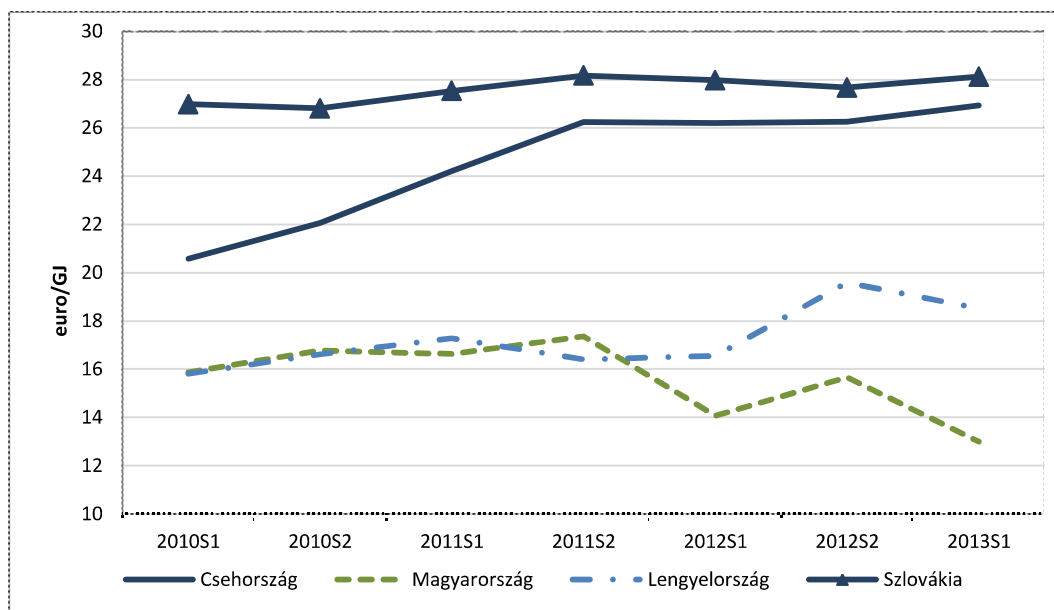
A 2010-es lakossági energiaár-befagyasztásnak, valamint a 2013-as rezsiköltségcsökkentésnek (2013 első félévéig állnak rendelkezésre nemzetközi adatok) köszönhetően 2013 első félévében a magyar háztartások számára volt a legolcsóbb a villamos energia és a földgáz a visegrádi országok körében, míg 2010-ben az áram hazánkban volt a második, a gáz a harmadik legdrágább a lakossági fogyasztók számára.

1. ÁBRA LAKOSSÁGI VILLAMOSENERGIA-ÁRAK VÁLTOZÁSA A VISEGRÁDI ORSZÁGOKBAN



Forrás: Eurostat

2. ÁBRA LAKOSSÁGI GÁZÁRAK VÁLTOZÁSA A VISEGRÁDI ORSZÁGOKBAN



Forrás: Eurostat

2014-ben a rezsiköltség-csökkentés harmadik lépéséről is döntés született, a benyújtott törvényjavaslatot az országgyűlés 2014 tavaszi ülészakájában megszavazta. Ennek értelmében 2014. április 1-jétől a lakossági földgáz ára 6,5 százalékkal, szeptember 1-jétől a lakossági áram ára 5,7 százalékkal, október 1-jétől pedig a lakossági távhő ára 3,3 százalékkal csökken. A rezsicsökkentés három üteme révén a magyar háztartások energiaköltsége a jövedelmi viszonyokat is figyelembe véve az európai uniós átlagszintre mérséklődött.

2010 és 2013 között az épület-energiahatékonysági beruházások mértéke alacsony volt. Ennek főbb okait az előző havi szakpolitikai tanulmányunkban feltártuk. 2014-től azonban lendületet kaphatnak a felújítások, hiszen a fejlesztési tárca 2013 novemberében megkezdte a **Panel III. program** előkészítését, amelynek **keretében 2014 és 2020 között 380 ezer panel-lakás energetikai korszerűsítése valósulhat meg. Így 2020-ra a panelprogram korábbi ütemeivel együtt valamennyi magyarországi panellakás felújításra kerül.**

Jelentős lépések történtek az energiaszektor tulajdonviszonyainak átrendezése érdekében is, az állam komoly súllyal tette szert az ágazatban. 2011-ben az állam visszavásárolta a Szurgutnyeftyegaz-tól a MOL 21,2 százalékos részvénytartását. 2013-ban az MVM megvásárolta az E.ON Földgáz Trade-et (földgáz-nagykereskedő), illetve az E.ON Storage vállalatot. A földgáz-nagykereskedő vállalat visszavásárlása révén az Oroszországgal való gázszerveződés tárgyalásának joga is hazai kézbe került vissza. Az ügylet részeként - ahogyan említettük - az E.ON korábban kormányzati nyomásra megegyezett a Gazprommal az importárképlet módosításáról. Az E.ON Storage megvásárlása révén az MVM tulajdonába került az E.ON 5 darab kereskedelmi gáztárolója. Szintén 100 százalékosan állami vállalatok kezébe került az MOL-leány MMBF többségi tulajdonában lévő Szőreg-1 stratégiai gáztároló. A többségi tulajdonos a Magyar Fejlesztési Bank lett, míg a szintén állami ellenőrzés alatt álló MSZKSZ 49 százalé-

kosra növelte tulajdonosi hányadát. 2013-ban megegyezés született a Főgáz többségi tulajdonának hazai kézbe vételéről, a tranzakció várhatóan 2014 folyamán fog lezárulni. A részvényt az MVM vásárolja meg a német RWE-től. (A kisebbségi tulajdonos a Fővárosi Önkormányzat). Ezzel az állam a lakossági gázellátásban is jelentős szerepre tett szert.

Bár a kormányprogramban még csak az árak csökkenésének szándéka került deklarálásra, a kormányzat a ciklus végén bejelentette a non-profit energiaszektor koncepcióját. Azaz a szektorban lehet nyereséget elérni, de ha képződik, azt vissza kell forgatni a működésbe, a beruházásokba. A non-profit jelleg a kereskedelmi tevékenységre természetesen nem érvényes, ott a szabadpiaci viszonyok továbbra is működhetnek.

A magyarországi ipari vállalatok villamosenergia-árai 2010 és 2013 első féléve között emelkedtek a többi visegrádi országbelihez képest. Az ipari gázárak esetében pedig Magyarország nem tudott javítani a pozícióján, továbbra is hazánkban volt a legmagasabb az ár. **Az ipari energiaárak régiós összehasonításban emelkedtek, így a kormányzat azon célkitűzését, amely a hazai vállalatok energiaárak-csökkentésén keresztüli versenyképesség-növekedésére irányult, nem sikerült teljesíteni,** aminek oka lehetett többek közt:

- A forint jelentős gyengülése (2010-ről 2013-ra a forint 10 százalékkal gyengült az euróhoz képest);
- A lakossági fogyasztók terheinek csökkentése részben az ipari fogyasztók költségeinek növelése révén valósult meg.

Észrevételek, javaslatok:

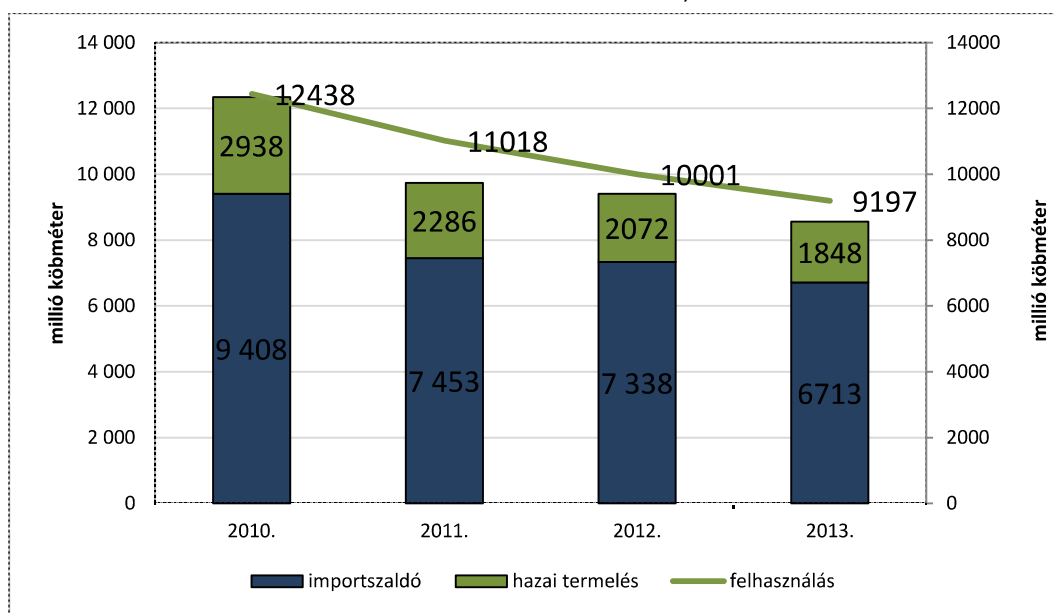
- A lakossági rezsicsökkentés komoly lépés volt a háztartások terheinek csökkentésében, ugyanakkor a hatósági árcsökkentés lezárultával a nem lakossági fogyasztók, elsősorban az ipari vállalatok energiaárainak mérséklésére lenne szükséges törekedni, hiszen - ahogyan a kormányprogram is rögzítette - ez növelné a magyar gazdaság versenyképességét.
- A rezsicsökkentés következő lépéseként a Panel III. program mellett további nagy volumenű épület-energihatékonysági programok indítása javasolt, ami a rezsiköltségek alacsony tartása mellett - ahogyan a kormányprogramban is kiemelésre került – a munkahelyteremtéshez is hozzájárulna, illetve hozzájárulhat a középosztály kiszélesítéséhez.

Az energiafüggőség leküzdése

Magyarország energiafüggősége legnagyobb mértékben a földgázimportnak való nagyarányú kitettségéből fakad. Ugyanis hazánk a földgázigényének közelítőleg 80 százalékát importból fedezi. Ráadásul, **az importforrás-szerkezet sem diverzifikált,** hiszen mindössze 2 vezetéken (az Ausztria felől a HAG, Ukrajna irányából a Testvériség) érkezik gáz hazánkba. A földgáz a keleti irányból érkező import esetében kizárólagosan, a nyugati esetében jelentős részben orosz eredetű. **A 2009 és 2011 között megvalósult gázinterkonnektor-építések (magyar-horvát, magyar-román) csak a Magyarország irányából történő szállítást tették**

lehetővé, így nem csökkentették hazánk importfüggését. **2010 és 2013 között a források diverzifikálódását a HAG vezeték kapacitásbővítése jelentette, valamint az, hogy 2013 végétől a magyar-román vezetéken is lehetővé vált a kétirányú szállítás. A nyugati gázforrásokhoz való hozzáférés, ezáltal az energiafüggőség csökkentése érdekében jelentős előrelépés lesz a szlovák-magyar interkonnektor, amelyen 2015. január 1-jén indulhat meg a szállítás.** Az orosz gáztól való függőség csökkentésére szolgáló Nabucco gázvezeték jelen állás szerint nem fog megépülni. **A hazai gázfüggőség másik fontos eleme, az ellátásbiztonsági kockázat viszont 2017 után minimálisra csökken. Ugyanis várhatóan 2017-ben megindulhat a szállítás az Ukrajnát elkerülő Déli Áramlat vezetékrendszeren.** A Kormány kiemelt energetikai eredménye volt, hogy a Déli Áramlat véglegesített nyomvonala Magyarországon keresztül fog haladni. A vezeték magyarországi szakasza napi 90 millió köbméter gáz szállítására is alkalmas lesz. A Déli Áramlat be lesz kapcsolva az egységes orosz gázrendszerbe, így valamennyi oroszországi földgázmezőből be lehet majd táplálni gázt a vezetékbe.

3. ÁBRA MAGYARORSZÁG FÖLDGÁZKITERMELÉSE, - IMPORTJA ÉS - FELHASZNÁLÁSA



Forrás: MEKH, Századvég-számítás

2010 és 2013 között Magyarország földgázfelhasználása 12,4 milliárd köbméterről 9,2 milliárd köbméterre csökkent, az importszaldó aránya 77 és 80 százalék között ingadozott, a hazai kitermelés pedig folyamatos visszaesést mutatott (3. ábra). Azaz az említett időszakban **csökkent hazánk gázimport-igénye, azaz gázfüggősége, ugyanakkor a hazai kitermelés visszaesése révén az import részarányát nem sikerült csökkenteni.**

A Nemzeti Energiastratégia 2030 célkitűzései között szerepelt, hogy a villamosenergia-ellátás biztonsága érdekében az ország önellátó képességét hosszú távon fenn kell tartani. **2010 és 2013 között több új villamosenergia-teljesítőképességgel bővült a hazai erőműállomány, mint a rendszerváltást követő bármelyik kormányzati ciklusban.** A villamosenergia-

rendszerbe beépülő erőművek magas hatékonyságú, modern gázerőművek voltak (Gönyői Erőmű, Dunamenti G3, Bakonyi GT), míg a termelésből kikerült nagyerőművi egységek 40-50 éves elavult, alacsony hatásfokú szén- és gázerőművek (Dunamenti F, Tisza II, Tiszapalkonyai Erőmű, Borsodi Erőmű) voltak.

A villamosenergia-importszaldó aránya 2010 és 2013 között 12 százalékról 27 százalékra növekedett. **Az áramimport mennyiségének és részarányának növekedése azonban nem jelent importfüggőséget, hiszen az import nem kapacitáshiányból ered, hanem abból, hogy az importáram olcsóbb, mint a hazai erőműpark - elsősorban a gázerőművek - értékesítési ára.** Ahogyan előző havi tanulmányunkban írtuk a gázimport csökkenése az áramimport növekedését eredményezte.

Észrevételek, javaslatok:

- A 2013-as rendkívül alacsony gázfelhasználás és gázimport legfőbb oka a gázerőművek lecsökkent termelése volt. 2011 és 2013 között az is csökkentette az importot, hogy lényegesen nagyobb mennyiségű gáz került kitárolásra a gáztározókból, mint amennyit betároltak. **A gáz árának csökkenése, a villamosenergia-ár emelkedése, valamint a tározók szükséges feltöltése rövid távon az erőművi gázimport növekedését eredményezheti.**
- A gázimport-függőség, ezáltal az energiafüggőség csökkentését elősegítené a hazai gázvagyron kiaknázása. Az Európai Bizottság 2014 januárjától nem szabályozza direktívával a palagázkutatást és -kitermelést Európában, és a tagállamokra bízta, hogy folytatnak-e ilyen tevékenységet. A magyar kormány részéről megvan a nyitottság a hazai nem konvencionális gázkészletek kitermelésére. **A hazai palagáz kutatása és kitermelése érdekében a szigorú környezetvédelmi előírások mellett megfelelően ösztönző szabályozásra lenne szükség, amelynek előkészítését azonban a 2014. áprilisi választások után javasoljuk megkezdeni.**
- **A gázimport-függőség csökkentésének további eszközét jelentik az energiahatékonysági beruházások.** Az épület-energiahatékonysági programok a kormányprogramban is prioritásként lettek kiemelve. **Az új energiahatékonysági irányelv hatására 2020-ra 15 százalékkal is mérséklődhet hazánk gázimportja a 2012-es bázisévhez képest.**
- Magyarországnak érdemes kihasználnia az egységes európai villamosenergia-rendszer nyújtotta előnyöket, hiszen ezáltal olcsóbb áramot tud biztosítani fogyasztói számára. Ugyanakkor **fontos az erőművi kapacitások fenntartása, versenyképességük elősegítése, hiszen ha az import aránya a hazai kapacitáshiányból fakad, azaz importfüggőség alakul ki, akkor Magyarország elesik az önálló energiaár-politika folytatásának lehetőségétől.**

2. A Paksi Atomerőmű bővítésének értékelése a nemzetközi villamosenergia-ipari tendenciák függvényében

A Paksi Atomerőmű bővítésével kapcsolatban a következő legfontosabb információk ismertek:

- A Rosatom 2 új, egyenként legalább 1000 MW-os 3. generációs vízhűtéses (VVER) atomreaktort épít Pakson.
- Az erőmű 100 százalékos tulajdonosa a Magyar Villamos Művek Zrt. lesz.
- Az első blokk a tervek szerint 2023-ban, a második pedig 2025-ben lép üzembe.
- A beruházás költsége előreláthatólag 12-12,5 milliárd euró lehet.
- A költségek 80 százaléka (maximum 10 milliárd euró) 30 éves lejáratú államközi hitellel lesznek fedezve, amelyet 21 év alatt kell törleszteni. A hitel sávós kamatozása, a kamat mértéke a törlesztés folyamán 3,95, 4,5, 4,8 illetve 4,9 százalékos lesz.
- A beruházások 40 százalékát magyar vállalatok végezhetik.

A szakértők a média, valamint az ellenzék részéről számos bírálat érte az új paksi blokkok építését. Tanulmányunkban energetikai szempontból vizsgáljuk az új Paksi Atomerőmű létjogosultságát, majd nemzetközi példákon keresztül bemutatjuk az atomerőművek finanszírozásának lehetőségeit, illetve elemezzük a legfontosabb kockázatokat.

Paks létjogosultsága a magyar és európai villamosenergia-rendszerben

Villamosenergia-igények és erőművi kapacitások

A szakértők és újságírók jelentős része a jelenlegi hazai villamosenergia-fogyasztás, illetve a hazai és európai erőműállomány mellett megkérdőjelezi az új Paksi Atomerőmű létjogosultságát, hiszen állításuk szerint:

a) A hazai villamosenergia-igények nem teszik szükségessé egy ilyen méretű és ilyen magas költséggel járó erőmű építését. E vélemények alapját az képezi, hogy azokban az években, amikor a hat paksi blokk együttesen fog üzemelni, akkor a hazai erőműállomány a magyar áramigényeket lényegesen meghaladó mennyiségű villamos energiát lesz képes termelni.

b) Európában jelenleg túlkínálat van az erőművi kapacitások terén, az alaperőművek ugyan magas kihasználtsággal működnek, de sok gázerőmű nem, vagy minimális terhelés mellett üzemel¹, a megújulóenergia-termelés pedig folyamatosan növekszik. Így – e vélekedés szerint – a régi blokkok leállításáig a Paksi atomerőmű által termelt zsinóráram nem, vagy csak nyomott áron lesz értékesíthető, ami pedig megkérdőjelezi a projekt megtérülését.

A fenti gondolatmenet, amely révén az új Paksi Atomerőmű építésének szükségességét mind a termelés, mind fogyasztás oldaláról megkérdőjelezzük, több ponton is hibás, illetve pontatlan. Egyrészt nem veszi tekintetbe, hogy az Európai Unió az egységes villamosenergia-rendszer irányába halad (jelentős részben már meg is valósult), illetve a 2020-as, 2030-es évtizedekre vonatkozóan a fogyasztás és a termelés esetében is a 2013-as állapotok fennállását feltételezi.

¹ Például a Gönyői Erőmű 2013 első kilenc hónapjában mindössze 4,5 százalékos kihasználtsággal üzemelt.

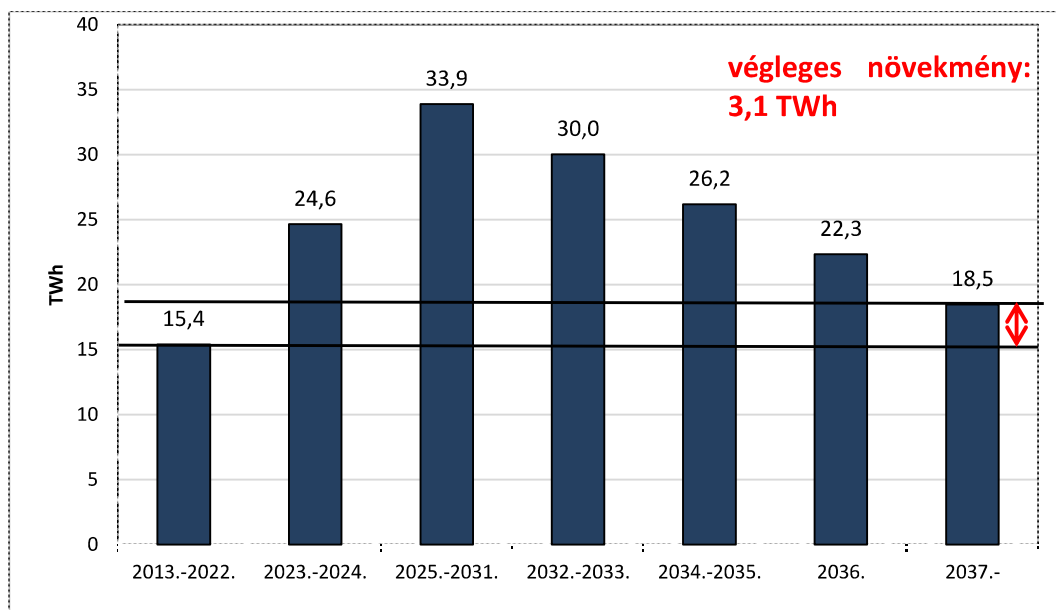
Villamosenergia-igények

Az egységes európai villamosenergia-rendszerben – amely felé a kontinens államai haladnak – az erőművek által termelt áram nem korlátozódik a belföldi vagy a határ melletti fogyasztók kiszolgálására, hanem Európa bármely országában felhasználásra kerülhet. Ebből következően **új erőművek tervezésekor immáron nem csak a hazai áramigényeket kell figyelembe venni, hanem a régiós, de mind inkább az egész európai (uniós) áramigény várható alakulását.**

Erőművi kapacitások

A forrásoldal, azaz a termelőkapacitások esetében a bírálatok szintén nem veszik figyelembe, hogy **az egységes villamosenergia-rendszerben az erőművek üzemelése nem csak a hazai, hanem az európai áramtermelési viszonyok által is determinált, azaz az európai erőművek állományában várható változások tekintetbe vétele nélkül nem ítéltető meg az új Paksi Atomerőmű építésének szükségessége.**

4. ÁBRA AZ ATOMERŐMŰVI VILLAMOSENERGIA-TERMELÉS VÁRHATÓ VÁLTOZÁSA MAGYARORSZÁGON



Forrás: Századvég-számítás

Még a vizsgálat előtt érdemes leszögezni, hogy a Paksi Atomerőművel kapcsolatban az esetleges erőművi kapacitástöbbletre vonatkozó állítások lényegében csak a 2023 és 2037 közötti 15 évben értelmezhetők, hiszen ebben az időszakban fogja a hazai nukleáris energiatermelés lényegesen meghaladni a jelenlegi szintet. A 4. ábrán látható, hogy optimális, 90 százalékos kihasználtságot feltételezve 2023-ban, az első új blokk üzembe lépésekor, a nukleáris villamosenergia-termelés mértéke 15,4-ről 24,6 TWh-ra, majd 2025-ben 33,9 TWh-ra nő. 2032 és 2037 között az üzemidő-hosszabbítási tervnek megfelelően leállításra kerülnek a régi 500 MW-os blokkok, így 2037-re az atomerőművi áramtermelés 18,5 TWh-ra eshet vissza.

Az az említett 15 éves időszak elteltével a nukleáris energiatermelés mértéke mindössze 3,1 TWh-val nő meg a 2013-as szinthez képest.

A következőkben megvizsgáljuk, hogy az új paksi blokkok termelésbe állását megelőzően várhatóan milyen változások következhetnek be az Európai Unió tagállamainak alaperőművi állományában.

Atomerőművek az Európai Unióban

Az Európai Unióban (Svájjal kiegészítve) jelenleg Franciaország, Szlovákia, Belgium, Magyarország, Svédország, Szlovénia, Svájc, Csehország, Finnország, Bulgária, Spanyolország, Románia, Németország és Hollandia rendelkezik atomerőművel.

Atomerőmű leállítások

A 2011-es fukushima-i katasztrófa az európai nukleáris iparban is hatalmas törést eredményezett. Politikai okokból kifolyólag az események után azonnal leállították a hét legöregebb német atomerőművet, és döntés született arról, hogy Németországban 2022-ig az összes atomerőművet leállítják. Ezzel 2010-hez képest **2022-re közelítőleg 20.000 MW atomerőművi kapacitás eshet ki a villamosenergia-rendszerből²**.

Svájcban a fukushima-i esetet követően felfüggesztették a három tervezett atomerőművi blokk előkészületeit, a meglévő nukleáris egységeket ugyan nem állották le, de életidejük nem került meghosszabbításra, így a tervek szerint 2019 és 2034 között **3237 MW (2025-ig 1100 MW) nukleáris kapacitás megszűnésével számolhatunk²**. Franciaországban Francois Hollande elnök ígéretet tett arra, hogy 2016-ig bezáratja az ország legöregebb atomerőművét, az összesen 1840 MW-os Fessenheim-1 és 2 blokkot, illetve, hogy 2025-ig a jelenlegi 75 százalékról 50 százalékra csökkenti az atomenergia részarányát a villamosenergia-termelésen belül³.

Épülő atomerőművek

A 2010-es években a kelet-közép-európai régió egyetlen biztosan üzembe álló atomerőműve Szlovákiában épül. A 880 MW-os Mohi Atomerőmű két blokkja 2014–2015 során kezdheti meg a termelést. Franciaországban 2016-ban léphet üzembe egy 1600 MW-os egység (a Flamanville erőmű 3-as blokkja), amely azonban a bezárt erőmű pótlását szolgálja³.

Az atomerőművekkel kapcsolatos ütemezési és finanszírozási kockázatokat illetően komoly tapasztalatokkal szolgál a Finnországban felépülő Olkiluoto 3 atomerőmű. Az 1600 MW-os erőmű építését 2006-ban kezdte meg a kiírt tenderen győztes AREVA, amely vállalta, hogy 4 év alatt 3 milliárd eurós fix áron felépít egy 1600 MW-os erőművet. A szerződésben rögzített fix ár mellett az AREVA vállalta, hogy kifizeti az építkezés alatt a beruházás tőkeköltését,

² Cserháti András: A leépítők – osztrák, olasz, német, svájci és japán atomenergia, Magyar Nukleáris Társaság, 2012.

³ World Nuclear Industry Status Report 2013. <http://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/20130716msc-worldnuclearreport2013-hr-v4.pdf>, Letöltve: 2014. 02. 07.

továbbá az erőmű első két üzemanyag-feltöltését. 2011-ben már 2014-es indítást és 8,5 milliárd eurós költséget becsültek. A üzemelés kezdetét jelenleg 2016-ra várják.^{4,5}

Tervezett atomerőművi beruházások

A Paksi Atomerőmű bővítéséről 2014. január 14-én megegyezés született a magyar kormányfő és az orosz államfő között, majd az országgyűlés február 6-án megszavazta a Paksi Atomerőmű bővítéséről szóló törvényjavaslatot. Február 10-én pedig Áder János köztársasági elnök aláírta a Paksi Atomerőmű bővítéséről szóló törvényt. Nagy-Britanniában 2013 végén született megállapodás a Hinkley Point C atomerőmű építéséről a brit kormány és az EDF vezette konzorcium között. A szerződés szerint az első blokk 2023-ban kezdheti meg a termelést. Az beruházást a tanulmány későbbi részében elemezzük. Finnországban magánberuházásként épülhet meg az ország hatodik atomerőműve, az iparvállalatok és önkormányzatok által létrehozott Fennovoima Ltd. tender nélkül, tárgyalásos megállapodás után bízta meg a kivitelezéssel a Rosatomot. Az 1200 MW-os blokk a tervek szerint 2024-ben kezdheti meg a termelést.⁶

Lengyelországban az 1980-as évek óta a tervek között szerepel a nukleáris energiatermelés beindítása, azonban a mai napig nem épült atomerőmű az országban. Bár 2011 júniusában a közvélemény még az atomerőmű mellett foglalt állást, a Mielno-ba tervezett erőmű ügyében tartott helyi referendumon a szavazó polgárok 94 százaléka elutasította az atomerőmű építését. Ezt követően a lengyel parlament 6 millió dolláros kampányt folytatott az atomenergia népszerűsítése érdekében, azonban a technológia támogatottsága 2012-re a korábbi 61-ről 53 százalékra esett. A lengyel vezetés ezt követően sem mondott le az atomerőmű építésről, 2013-ban meghirdették a 3 GW kapacitás kivitelezéséről és finanszírozásáról szóló tendert, Donald Tusk miniszterelnök pedig úgy nyilatkozott, a nukleáris energiatermelés megindítása a palagázkutató és -kitermelés felfutásától függ³. 2014 januárjában a lengyel kormány elfogadta nukleárisenergia-programját, amely szerint 2024 és 2030 között összesen 6000 MW atomerőművet terveznek építeni⁷.

Szénerőművek Európában

A szénerőművek 2011-2012 óta ismét versenyképes áron képesek termelni Európában, amelynek két fő oka a rendkívül lecsökkent szén-dioxid kvótaár és az olcsó amerikai import-szén volt. Szintén közrejátszott a szénerőművek kedvező áron történő termelésében, hogy több országban (például Lengyelországban) kvótaderogációt kaptak a széntüzelésű egységek. Eközben pedig a gáz ára folyamatosan emelkedett.

⁴ http://energiaklub.hu/dl/kiadvanyok/az_atomenergia_eselvei.pdf, Letöltés: 2014 02.07.

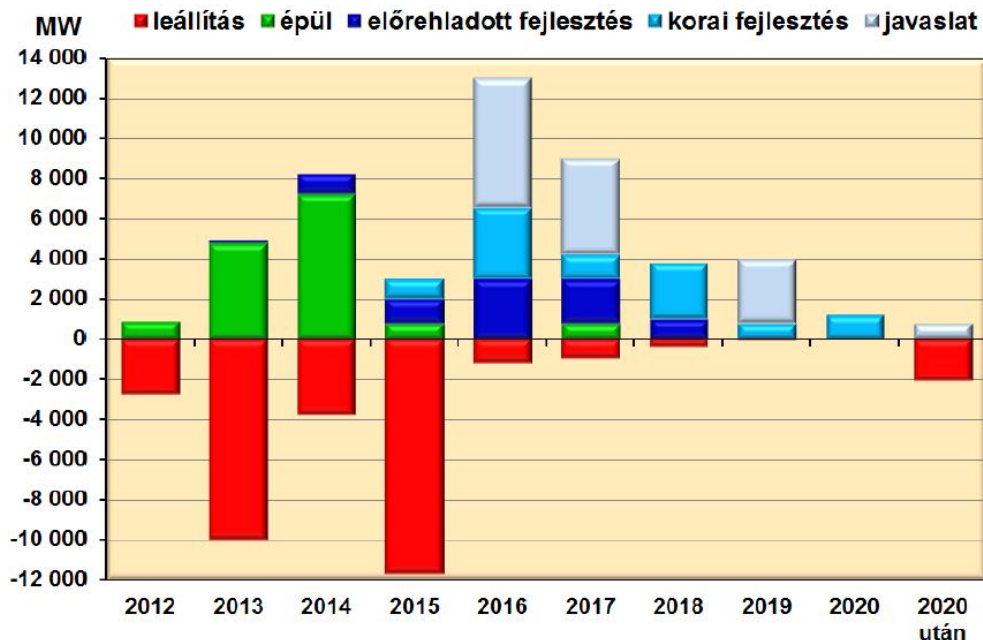
⁵ <http://bellona.org/news/nuclear-issues/2013-02-olkiluoto-3s-new-generation-reactor-hits-more-delays-casting-an-ill-light-on-its-viability>, Letöltés: 2014 02.07.

⁶ http://www.napi.hu/nemzetkozi_vallalatok/az_oroszok_atomeromuvet_epitenek_finnorszagban.572558.html, Letöltés: 2014 02.10.

⁷ <http://www.napigazdasag.hu/kesz-a-lengyel-atomprogram/>, Letöltve: 2014 01.30.

Ennek ellenére 2012 és 2020 között a tervek szerint közel 32000–33000 MW szén-erőművi kapacitást szerelnek le, a legtöbbet Nagy-Britanniában, Franciaországban, Németországban és Lengyelországban.

5. ÁBRA SZÉN-ERŐMŰ ÉPÍTÉSEK ÉS LEÁLLÍTÁSOK AZ EU-BAN



Forrás: Dr. Stróbl Alajos⁸

Ugyanakkor Németországban az energetikai fordulat (Energiewende) a klímavédelem szempontjából negatív hatással járt, ugyanis a leszerelt, illetve leállításra ítélt atomerőművek helyét a villamosenergia-termelésben jelentős részben új szén-erőművek vették át. 2012 őszén üzembe helyeztek három lignittüzelésű blokkot, 2013 és 2014 során pedig 8 darab, összesen 8673 MW beépített teljesítőképességű feketeszen-tüzelésű erőmű kezd meg a termelést. Az említett erőművek előreláthatólag évi 70,6 millió tonna szén-dioxidot bocsátanak ki évente, ami a teljes 2012-es magyar erőművi szén-dioxidkibocsátás ötszöröse. Szintén jelentős szén-erőmű kapacitás építése zajlik Lengyelországban (2000 MW) és Hollandiában (több mint 3000 MW).⁸

Összességében megállapítható, hogy 2025-ig, az második új paksi blokk tervezett üzembe lépéséig az Európai Unió alaperőművi teljesítőképessége csökkenni fog. **Míg atomerőművek terén 2025-ig az EU-ban 10000-11000 MW új kapacitással számolhatunk**, addig a tervek szerint **2012 és 2025 között közel 23000 MW nukleáris teljesítőképesség fog kiesni**. Azaz **várhatóan 12000-13000 MW-tal csökken az uniós atomerőművi teljesítőképesség**. **Szén-erőművek terén is jelentős kapacitás-deficitre van kilátás**. Ugyanis **2020-ig a tervek szerint 32000-33000 MW egységet leszerelnek, míg 13000-14000 MW építése vehető gyakorlatilag biztosnak**. Emellett több mint 30000 MW szén-erőmű kapacitás építése szerepel a tervek és elképzelések között, ezek kimenetele bizonytalan (például a szén-dioxid kvótaár változásától

⁸ Dr. Stróbl Alajos: Az európai (ENTSO-E) villamosenergia-ellátás változásainak jelzése, 2013.

is függ). Mivel az alaperőművek teljesítőképessége 2025-ig várhatóan jelentős negatívumot fog mutatni, így az új paksi blokkok e szegmensben nem telített piacra fognak belépni.

1. TÁBLÁZAT ATOMERŐMŰ KAPACITÁSOK VÁRHATÓ VÁLTOZÁSA AZ EU-BAN

Épülő atomerőművek	Tervezett (várhatóan 2025-ig termelésbe álló) atomerőművek	A tervek szerint leállításra kerülő atomerőművek (2025 előtt)
Szlovákia: 880 MW	Magyarország: 2400 MW	Németország: 20000 MW
Finnország: 1600 MW	Nagy-Britannia: 3200 MW	Svájc: 1100 MW
Franciaország: 1600 MW	Finnország: 1200 MW	Franciaország: 1840 MW +?
Összesen: 4080 MW	Összesen: 6800 MW	Összesen: 22940 MW

Forrás: Századvég-gyűjtés (a tanulmányban hivatkozott források alapján)

Nemzetközi atomerőművi beruházások vizsgálata

A következőkben bemutatunk három atomerőművet, amelyek építése 2010-et követően kezdődött meg vagy fog megkezdődni. E beruházások vizsgálata azért bír kiemelt fontossággal, mert csak ezek ismeretében ítéltethető meg a gazdasági válság, illetve a fukushima-i katasztrófa utáni megváltozott környezetben elindítani kívánt paksi projekt. Ugyanis az óvatosabb hitelezési magatartás, illetve a társadalmi kockázat mára kockázatosabb és drágább finanszírozást tesz csak lehetővé az atomerőművek számára.

Nagy-Britannia

2013 októberében a brit kormány megállapodást kötött a tenderen győztes, francia EDF vezette konzorciummal a Hinkley Point atomerőmű két egyenként 1600 MW-os blokkal történő bővítéséről. Az első egység a szerződés szerint 2023-ban kezdi meg a termelést. A beruházás költsége a tervek szerint 16 milliárd font (19-20 milliárd euró) lesz. A beruházó cégek (EDF Group, AREVA, CGN, CNNC) a saját tőke arányának megfelelő tulajdonrészhez jutottak az erőműben.

A konstrukcióból kifolyólag a brit államot anyagi teher közvetlenül nem fogja terhelni. Ugyanakkor a beruházás megtérülését az állam az energiaárakon keresztül biztosítja. Hiszen a **brit állam ún. CfD-típusú árgarantálást (Contract for Difference) nyújt az erőműnek**, ezen keresztül az említett társaságoknak, ami azt jelenti, hogy **az erőműtől egy szerződésben meghatározott ideig (a Hinkley Point C esetében 35 évig) garantált áron veszik át a megtermelt villamos energiát, a piaci árak változásától függetlenül**. Ha a piaci ár alacsonyabb, mint az átvételi ár, az erőmű akkor is megkapja a rögzített átvételi árat (kompenzációt kap), amennyiben az piaci ár meghaladja az átvételi árat, akkor viszont a fogyasztóknak nem kell magasabb árat fizetniük a villamos energiáért. A fogyasztói árakba addig nem kerül beépítésre az ártámogatás, amíg az erőmű nem üzemel. **A garantált átvételi ár 92,5 font/MWh (110-115 euró/MWh)**, ami 89,5 font/kWh-ra csökkenhet, ha az EDF elkezd a Sizewell C erőmű építését.

sét. Összehasonlításképpen megemlítjük, míg a brit tőzsdei (APX) zsinórár 2013-ban 48-55 euro/MWh volt, a német tőzsdei (EEX) zsinórár pedig 41-42 euro/MWh, azaz a brit ár 15-20 százalékkal magasabb volt, mint a német. A magas garantált átvételi árból arra következtethetünk, hogy Nagy-Britanniában arra számítanak, az áram nagykereskedelmi ára 2023-at követően 120 euro/MWh fölé, a jelenlegi két és fél-háromszorosára fog emelkedni. A garantált átvételi árat az inflációhoz indexálják. Fontos kiemelni, hogy a brit kormány és az EDF által megkötött szerződés értelmében **a kivitelezés során fellépő kockázatok** – a költség- és időtúllépés esetében egyaránt – **az EDF vezette konzorciumot terheli**. A szerződés azt is rögzíti, hogy az erőmű védettséget élvez a jogszabályi környezet esetleges negatív változásával szemben⁹.

Törökország

Törökország és Oroszország 2010-ben kötött államközi megállapodást, amelyben a felek megegyeztek, hogy az orosz állami vállalat, a Rosatom 4 darab, egyenként 1200 MW kapacitású VVER blokkból álló atomerőművet épít Akkuyu-ben. **A beruházási költséget kezdetben 20 milliárd dollárra tervezték, a legfrissebb becslések azonban már 25 milliárd dollárról szólnak.** A nyilvánosságra hozott információk szerint **a török fél 15 éven keresztül 123,5 dollár/MWh-s (90-95 euró/MWh) garantált átvételi árat biztosít a megtermelt villamos energia meghatározott részére.** A beruházás ún. BOO-finanszírozási konstrukcióban (Build-Own-Operate) valósul meg, azaz a beruházó társaság a megbízó ország területén saját tulajdonában építi fel az erőművet, majd üzemelteti is azt, és annak tulajdonjoga nem kerül a közsférőhöz. A konstrukció értelmében **az erőmű a Rosatom 100 százalékos tulajdona, a későbbiek folyamán más vállalatok kisebbségi (maximum 49 százalék) tulajdonrészt szerezhetnek az erőműben.** A 15 év letelte után (a tervek szerinti amortizációs idő) az erőművet tulajdonló projekt cég a nyereség 20 százalékát befizeti a török kormánynak. Az építés 2015-ben kezdődhet meg.³

Egyesült Arab Emírátságok

Az Egyesült Arab Emírátságok hosszú távú tervei közt szerepel, hogy nukleáris villamosenergia-termelő kapacitása elérje a 20 GW-t. Ennek megfelelően 2009-ben nemzetközi tender került kiírásra, amelyet a koreai KEPCO konzorcium nyert, amely 4 darab 1400 MW-os atomerőművi blokkot épít az arab államban. **A beruházási költség a koreai cég ajánlata szerint 20,4 milliárd dollár volt,** amely magában foglalta a beszerzés és építés költségét, az üzemeltetés és a karbantartás kezdetben történő támogatását, valamint a kétszeri üzemanyag feltöltést. **Kiemelendő, hogy a szerződésben a költségek döntő része fix áron került rögzítésre.** Ez döntő jelentőségű, hiszen **a költségek a legújabb becslések szerint már 36-40 milliárd dollárra emelkedtek, ami tehát nagyobb részben a koreai konzorciumot terheli.** A

⁹ A Hinkley Point C erőműről szóló, a brit kormány és az EDF csoport által kötött szerződés: http://press.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/Presse/Communiqués/EDF/2013/cp_20131021-1_va.pdf , Letöltve: 2014.01.31.

projekt finanszírozása a kezdeti elképzelésekhez képest jelentősen módosult. Az eredeti terveknek megfelelően a projekt finanszírozásában a koreai export-import bank, az amerikai export-import bank, az Abu Dhabi kormány és kereskedelmi bankok vettek volna részt, de a részvevő arab energiacég (ENEL) a magas terhek miatt a hitel mértékének csökkentését eszközölheti. Az erőmű által megtermelt villamos energia átvételi áráról egyelőre még nem született megállapodás^{3,10}.

A következőkben röviden összehasonlítjuk a Paksi Atomerőmű új blokkjainak, valamint az azzal közel párhuzamosan épülő, általunk megvizsgált atomerőművek – különös tekintettel a szintén uniós tagállam Nagy-Britanniára – finanszírozási konstrukcióját, valamint ismertetjük a különbségekből eredő lehetséges következményeket.

2. TÁBLÁZAT AZ ÚJ PAKSI ATOMERŐMŰ, A HINKLEY POINT C, VALAMINT AZ AKKUYU ATOMERŐMŰ FINANSZÍROZÁSÁNAK ÖSSZEHASONÍTÁSA

Erőmű	Paks 2	Hinkley Point C	Akkuyu
Tulajdonos	hazai tulajdon	35 évig az EDF vezette konzorcium	Rosztatom
A projekt finanszírozása	80 % orosz állami hitel (piaci kamat alatt), 20% magyar önerő	A konzorcium tagok saját tőkéje, a brit államot nem terhelő költség	A Rosztatomot terheli a beruházási költség
Költség-túllépésből eredő kockázat viselője	nem ismert	az EDF vezette konzorcium	Rosztatom
Értékesítési ár	nem ismert	a brit kormány által garantált átvételi ár 35 éven keresztül 92,5 font/MWh (110-115 euró/MWh)	a török kormány által garantált átvételi ár 15 éven keresztül 123,5 dollár/MWh (90-95 euró/MWh)
A beruházás megtérülésének tényleges finanszírozója	adófizetők/áramfogyasztók	áramfogyasztók	áramfogyasztók
Tervezett fajlagos beruházási költség	5200-5300 euró/kW ¹¹	6200–6300 euró/kW	5200 euro/kW
Beruházó cég kiválasztásának módja	államközi megállapodás	nemzetközi tender	államközi megállapodás

Forrás: Századvég-szerkesztés

¹⁰ Case Studies on financing and electricity price the Barakah Nuclear Power Plants, the United Arab Emirate, OECD Nuclear Energy Agency, Nuclear Development Division, 19th September 2013. http://www.oecd-nea.org/ndd/workshops/wpne/presentations/docs/4_2_KIM_%20Barakah%20presentation.pdf, Letöltve: 2014.02.03.

¹¹ Két darab 1200 MW-os blokk, 12 milliárd eurós beruházási költség, 300 Ft/euro árfolyam esetén

A magyar, illetve a három ismertetett modell közti alapvető különbség az, hogy Paksi Atomerőmű esetében az erőmű tulajdonosa a 100 százalékos állami tulajdonban lévő MVM Zrt., a beruházáshoz szükséges hitel törlesztése pedig a magyar felet terheli. A brit és a török erőmű esetében külföldi energiacégek építik fel az erőművet, amelynek megtérülését a jelenlegi európai nagykereskedelmi árnál kétszer - két és félszer magasabb garantált átvételi árak biztosítják, míg adósságteher a megbízó államokat nem terheli. A török erőmű a 15 éves kontraktus lejárta után is orosz többségi tulajdonban marad. A magyar és a török erőmű esetében a beruházó cég tender nélkül, államközi megállapodás révén került kijelölésre, míg az angol és az abu dhabi-i erőmű esetében nemzetközi tender került meghirdetésre.

Az új paksi blokkok fajlagos beruházási költsége egyelőre csak becsülhető, mivel a paksi szerződés részletei nem ismertek, az erőmű paramétereinek, valamint a beruházási költségnek is csak a nyilvánosságra hozott, közelítő értékével számolhattunk. Egyelőre nem ismert, hogy pontosan milyen tételeket tartalmaz a bejelentett körülbelül 12 milliárd eurós összeg. Szintén bizonytalanságok okoz, hogy nem ismert, melyik fél viseli az esetleges költségtöbblet kockázatát. Mivel hazánk a hitelt euróban veszi fel, így a forint/euró árfolyam is jelentős befolyással bír a beruházás végső költségére.

Az atomerőmű bővítésének kockázatai

A nemzetközi példák rámutatnak, és a Regionális Energiakutató Központ műhelytanulmányában¹² végzett érzékenységvizsgálat is rávilágított arra, hogy az atomerőművek esetében komoly kockázatot jelent a tervezett költségek túllépése – jelentős mértékben a beruházás időbeli elhúzódásából kifolyólag. Szintén döntő befolyással bír a beruházás megtérülésére az erőmű tőkeköltsége, illetve a villamosenergia-ár, amelyen az erőmű értékesíti az áramot.

Költségtúllépés

A finn Olkiluoto 3 erőmű a tervezett 2009 helyett várhatóan csak 2016-ban kezdheti meg a termelést. A beruházási költség azonban fixált, így a csúszásból eredő költségnövekmény a kivitelezést végző AREVA-Siemens konzorciumot terheli. A Barakah-ban felépített erőmű esetében bekövetkezett elrettentő méretű költségnövekedés (amely mögött nem kis mértékben a koreai konzorcium túlvállalása áll) döntő részben szintén nem a megbízó országot terheli, hiszen a költségek nagy része ez esetben is a szerződésben rögzítésre került. A Hinkley Point C esetében a szerződés ugyancsak a kivitelező konzorciumra terheli a kockázatot, ugyanakkor a kockázat a magas átvételi árba jelentős részben beépítésre került. A példák rámutattak a költségtúllépésből eredő kockázatok kezelésének fontosságára. **A magyar félnek a szerződés megkötése során arra kell törekednie, hogy a kockázatok viselésében az**

¹² Atomerőművi beruházások üzleti modelljei és várható megtérülésük, REKK, 2013. http://www.rekk.eu/index.php?option=com_content&view=article&id=303%3Aatomermvi-beruhazasok&catid=40%3Aarampiac&Itemid=76&lang=hu&14c7e2ee2520855d5ac98ec049c29945=243295729f39b76358503b73e38da0da

orosz fél minél nagyobb mértékben részt vegyen, valamint a műszaki biztonságot nem veszélyeztetve minden szabályozási korlátot igyekezzen elgördíteni a beruházás előtt.

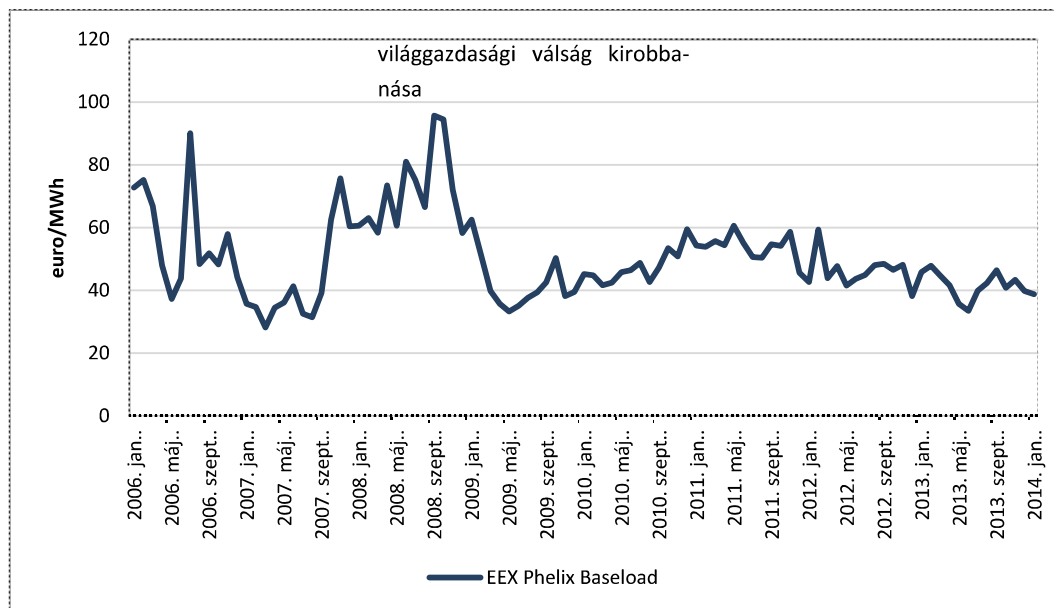
Villamosenergia-árak

A szakértők és a média oldaláról is számos esetben elhangzott, hogy az atomerőmű a mai nagykereskedelmi villamosenergia-árak mellett nem termel versenyképesen. A bírálatok megegyeznek abban, hogy az atomerőmű által 2023 után termelt villamos energia árát a 2013-as tőzsdei árakkal hasonlítják össze. Azt is hozzátesszik, hogy a Paksi Atomerőmű csak azért képes 12 forint/kWh-s (36 euró/MWh-s) áron termelni, mert az erőművet lényegében már nem terheli tőkeköltés. Egy tőkeköltéssel terhelt atomerőmű „prompt” üzembe állása gazdasági szempontból valóban nem lenne rentábilis, ugyanakkor teljesen megalapozatlan feltételezés, hogy az áramárak 2023-ban a 2013-as szinten lesznek. Hiszen egyrészt a historikus adatokat tekintve (6. ábra) látható, hogy a válság előtt, konjunkturális időszakban, a jelenleginél több mint kétszer magasabb árak is jellemzőek voltak, másrészt a 2013-as áramárak számos tényező egy irányba való hatásának eredőjeként alakultak ki, azonban ezek jövőbeli változása bizonytalan.

A 6. ábrán látható, hogy az áram havi átlagos zsinórára a német áramtőzsdén (benchmarkként az Európában meghatározó lipcei villamosenergia-tőzsde árfolyamát tekintették, amelyhez a vele összekapcsolt tőzsdék árai igazodnak) 2008 szeptemberében meghaladta a 95 euró/MWh-s értéket. A válság hatására hónapok alatt összeomlott az árfolyam, amely 2009 májusában 33 euró/MWh-ra esett vissza. Ezt követően az európai gazdasági növekedés megindulása ismét a tőzsdei árak emelkedésével járt, a folyamat 2011 novemberéig tartott. Ezt követően azonban a villamosenergia-árak trendszerű csökkenése volt megfigyelhető, 2013 végén 40 euró/MWh-s ár jellemezte a nagykereskedelmi piacot. A 2011 végi értékhez képesti 30 százalékos meghaladó árcsökkenés alapvetően a következő okokra vezethető vissza: A recesszió újabb hullámának következtében csökkent az európai villamosenergia-kereslet.

Másrészt a megújulóenergia-termelés folyamatos felfutása volt megfigyelhető, amely lenyomta a tőzsdei árakat, miközben e beruházások megtérülését egy másik csatornán a fogyasztói árakba beépített támogatás révén biztosították. Ez a folyamat Németországban ahhoz a piaci anomáliához vezetett, hogy míg a tőzsdei áramár 2012 áprilisa óta megawattónként 40 euró környékén alakul, addig a német lakossági villamosenergia-árba beépített megújulóenergia-támogatás értéke 2014-ben elérte a 65 euró/MWh-s értéket. Harmadrészt pedig a szénerőművek ismételt versenyképessé válása is hozzájárult az áramárak csökkentéséhez, ami pedig az olcsó amerikai importszénre és a szén-dioxid kvótaárak mélyrepülésére vezethető vissza (2008 előtt 20 euró/tonna kibocsátott CO₂ ár volt megfigyelhető, amely radikális csökkenést mutatott a válság alatt, 2012 óta folyamatosan 5 euró alatt tartózkodik).

6. ÁBRA A VILLAMOSENERGIA-ZSINÓRÁR ALAKULÁSA A NÉMET ÁRAMTŐZSDÉN



Forrás: Reuters

2014-ben és azt követően a villamosenergia-árat meghatározó tényezők esetében a következő változások várhatóak:

- Az európai gazdaságok várható növekedése a villamosenergia-kereslet emelkedéséhez vezethet, ami az árnövekedés irányába hat (ahogyan az a korábbi adatokból is kitűnik).
- A megújulóenergia-termelés fogyasztók általi támogatása Európában rendkívül magas, amelynek következtében a tőzsdei ár teljesen elszakadt a lakossági áraktól, hosszú távon nem tartható fent. Ennek egyik első jeleként az új német kormány a lakossági terhek enyhítése érdekében 2014 augusztusától 30 százalékkal tervezi csökkenteni az újonnan telepített, megújuló forrásból származó villamos energia ártámogatását. Így az átlagos kötelező átvételi ár a jelenlegi 170 euro/MWh értékről 120 euro/MWh-ra csökkenhet¹³. Nem csak Németországban, hanem uniós szinten is felülvizsgálat alatt van a megújulóenergia-termelés támogatása. Ugyanis az Európai Bizottság álláspontja szerint az érett és fejlett technológiát alkalmazó megújulóenergia-termelő egységek esetében 2020 és 2030 között teljes körűen ki kell vezetni a támogatásokat. A támogatást a továbbiakban azon új típusú erőművek esetében engedélyezi, amelyek költséghatékony módon járulhatnak hozzá a megújulóenergia-termelés növeléséhez¹⁴. A megújulóenergia-termelés támogatásának csökkentése az ilyen egységek termelési költségeinek emelkedéséhez, ebből következően pedig a tőzsdei árak emelkedéséhez vezethet. Ugyanakkor a nap- és szélenergia kapacitások európai növekedésének a tőzsdei árakra való hatása hosszú távon bizonytalan.
- Az előrejelzett gazdasági fellendülés az Európai Unióban az ipari termelés növekedésével is együtt jár, ami pedig a szén-dioxid kvótaárakban emelkedést is indukálhat. A kvóta-

¹³ <http://www.napigazdasag.hu/kevesebb-penz-zoldenergiara/>, Letöltés: 2014. 02. 04.

¹⁴ Az Európai Bizottság 2020–2030 közötti időszakra vonatkozó energia- és klímapolitikai javaslatcsomagjának alappillérei, Kinstellar Energiajogi Hírlevél, 2014. február 4.

derogációk hosszú távú alakulása szintén erősen determinálja a kibocsátási jogok árát. Az Európai Bizottság az üvegházhatású gázok kibocsátásának csökkentésére vonatkozóan új javaslatot fogalmazott meg, amely szerint az Európai Unió tagállamainak 2030-ra az 1990-es szinthez képest 40 százalékkal kellene csökkenteniük ÜHG kibocsátásukat. Az EU ETS (uniós szén-dioxid kvótakereskedelmi rendszerbe) rendszerébe tartozó szektorokban a Bizottság összesen 43 százalékos kibocsátás-csökkentést javasol. Emellett 2021-től egy ún. Piaci Stabilitási Tartalék mechanizmus elindítására tett javaslatot, amelynek célja a válság alatt kialakult kibocsátási egység-többlet kezelése, a kvótaegységek jövőbeni felhalmozódásának, ebből következően a leértékelődésének megakadályozása.¹⁴

Az ipari termelés növekedése, a kvótaderogációk esetleges felülvizsgálata, az üvegházhatású gázok kibocsátásnak további csökkentésére vonatkozó kötelezettségek életbe lépése, valamint a kvótakezelő mechanizmus elindítása mind a szén-dioxid kvótaárak emelkedésének irányába hat. A kvótaárak emelkedése pedig a szénerőművek termelési költségeinek emelkedéséhez vezet, ami egyrészt degradálja ezen erőművek versenyképességét, a szénerőművi energiatermelés költségének emelkedése pedig növeli a tőzsdei árakat is.

Az említett tényezők mellett a palagáz termelés alakulása, valamint a megújulóenergia-termelésben és az energiatárolásban bekövetkező technológiafejlődés is befolyással lesz a nagykereskedelmi árak alakulására.

Összességében tehát belátható, hogy a jelenlegi árak 2023-ig való stagnálása közgazdaságilag megalapozatlan feltételezés.