



Energetikai monitor

2014. március

© Századvég Gazdaságkutató Zrt.

© Strategopolis Kft.

© Századvég Alapítvány

A jelentést készítették: Zarándy Tamás, Erdős Szabolcs, Simon Tamás és Zemplényi Zalán.

A felhasznált adatbázis 2014. március 7-én zárult le.

Tartalom

Vezetői összefoglaló.....	1
Makrogazdasági helyzetkép.....	8
Nemzetközi környezet.....	8
Hazai folyamatok.....	9
Nemzetközi energiapiaci folyamatok.....	13
Hazai energiapiaci folyamatok.....	16
A villamosenergia-piac alakulása.....	17
A földgázpiac alakulása.....	22
A Paksi Atomerőmű bővítésének értékelése a hazai és az uniós villamosenergia-piaci folyamatok tükrében.....	25
Bevezetés.....	25
A hazai villamosenergia-forrásszerkezet.....	25
Atomerőmű.....	25
Szénerőművek.....	26
Gázerőművek.....	27
Megújuló villamosenergia-termelés.....	28
Villamosenergia-import.....	29
Az erőművi villamosenergia-termelés várható alakulása az Európai Unióban.....	31
Atomerőművek az Európai Unióban.....	32
Szénerőművek az Európai Unióban.....	33
Megújuló villamosenergia-termelés az Európai Unióban.....	35
Gázerőművek az Európai Unióban.....	40
A Paksi Atomerőmű bővítésének legfőbb paraméterei.....	42
Nemzetközi atomerőművi beruházások elemzése.....	42
Hinkley Point C (Nagy-Britannia).....	43
Akkuyu (Törökország).....	43
Barakah (Egyesült Arab Emírségek).....	44
Az atomerőmű-építés megtérülését befolyásoló legfőbb tényezők.....	45
Beruházási költség.....	45
Villamosenergia-árak.....	46

Alternatívaelemzés – azaz helyettesíthető lenne-e hazánk számára a Paksi Atomerőmű bővítése	49
Szénerőművek építése	50
Megújuló villamosenergia-termelés növelése	51
Gázerőművek építése.....	53
Villamosenergia-import növelése	55

Vezetői összefoglaló

A Brent olaj jegyzésárát 2013 decemberében és 2014 januárjában is elsősorban a líbiai események mozgatták. Január folyamán az olajár a hordónkénti 107–111 dolláros sávban ingadozott, és februárban, az ukrán krízis kiélesedését követően sem emelkedett 112 dollár fölé, ami arra utal, hogy a piac nem árazott be az olajszállítás fennakadásával kapcsolatos félelmeket. Az EIA 2014-re átlagosan hordónként 105, 2015-re pedig 102 dolláros Brent-árat prognosztizált. Az ügynökség szerint 2014-ben a nem-OPEC államok olajkitermelése – elsősorban az USA-nak köszönhetően – napi 1,9 millió hordóval növekedni fog, míg az OPEC államoké napi 0,5 millió hordóval csökkenhet, a világ olajigénye pedig napi 1,2 millió hordóval haladhatja meg az előző évi szintet.

Az orosz–ukrán krízis eszkalálódásával felerősödtek azok a hangok, amelyek az amerikai LNG Európába történő exportját szorgalmazzák. Az amerikai palagáz LNG formájában Európába történő szállítása valóban növelné az ellátásbiztonságot, és csökkentené a kontinens országainak Oroszországtól való függőségét, de a szállítási költséget is figyelembe véve megállapítható, hogy átlagos időjárás viszonyok és devizaárfolyamok mellett mindössze 15–20 százalék az amerikai gáz árelőnye az európai tőzsdei árhoz képest. Az amerikai export okozta keresletnövekedés miatt ez a különbség pedig várhatóan még csökkenne is. A 2014 elején tapasztalt szélsőséges hideg amerikai, illetve enyhe európai időjárás mellett pedig annulálódott az említett árelőny.

2014 első két hónapjában enyhe emelkedés bontakozott ki a kiskereskedelmi üzemanyagárakban, a benzin ára február végére 412, a dízelé pedig 428 forintig kapaszkodott az év elején regisztrált 407, illetve 423 forintos értékhez képest.

A hazai nagyerőművek beépített teljesítőképessége 2012 januárja óta csökkenést mutat, 2013 decemberében már csak 7238 MW volt, míg az állandó hiány értéke 1547 MW-ra növekedett. Az 50 MW-ot meghaladó kapacitású erőművek tényleges igénybevehető teljesítőképessége (TIT) 2013 utolsó hónapjára 4759 MW-ra csökkent, ami 1535 MW-os visszaesést jelent a 2012. decemberi értékhez képest. A TIT csökkenése elsősorban a beépített teljesítőképesség redukálódásnak, valamint a 2013 utolsó negyedének enyhe időjárása miatti alacsonyabb hőigénynek tudható be, illetve annak is szerepe volt, hogy – a megelőző évtől eltérően – 2013 utolsó három hónapjában tervezett karbantartást végeztek a Paksi Atomerőmű egy-egy blokkján.

Magyarország villamosenergia-forrásigénye 2013-ban 0,4 százalékkal volt alacsonyabb, mint 2012-ben. A csökkenésben a naptárhatás, illetve megelőző évinél enyhébb nyári időjárás is szerepet játszott. A hazai erőművek éves összevetésben 11,9 százalékkal kevesebb villamos energiát adtak ki, amit döntő részben a gázerőművek termelésének visszaesése okozott, amit jól mutat, hogy a nagyerőművek földgázfogyasztása 2013-ban éves bázison 43

százalékkal zuhant. A villamosenergia-importszaldó bruttó áramfelhasználáson belüli részaránya azonban 2013-ban 28 százalék fölé emelkedett, ami a 2012-es értékhez képest 9,4, a 2012-es értékhez képest pedig 12,2 százalékpontos növekedést jelent.

A hazai földgázfelhasználás 2006 óta tartó permanens visszaesése 2013-ban is folytatódott. Magyarország földgázfogyasztása a tavalyi évben 9197 millió köbméterre zsugorodott, ami éves összevetésben 800 millió köbméteres csökkenést jelent. A gázigény csökkenésében a főszerepet az erőművi földgázfelhasználás visszaesése játszotta, amely 2013 első kilenc hónapjában 610 millió köbméterrel maradt a megelőző évitől. 2013 során hazai földgázkitermelés értéke, illetve az gázimport mennyisége is mérséklődött (10,8, illetve 9 százalékkal), ugyanakkor a teljes földgázfelhasználás hasonló arányú kontrakciója miatt a földgáz forrásszerkezet gyakorlatilag megegyezett a 2012-es évivel. Előrejelzésünk szerint 2014 során a gázimport mennyisége meg fogja haladni az előző évit, mivel a gáztartalékok mennyisége várhatóan emelkedni fog, az erőművi gázfelhasználásban nem számolunk további visszaeséssel, illetve az ipari termelés prognosztizált növekedése a földgázigényekre is hatással lesz. 2013-ban 6,32 milliárd köbméter földgáz érkezett hazánkba Ukrajna felől, azonban az új, kétirányú szállítást lehetővé tévő vezetéken 1,94 milliárd köbméteres reverz irányú gázáramlás is regisztrálható volt, hiszen Ukrajna gázigényeinek egy részét Magyarországon keresztüli importból fedezte. A HAG vezeték kapacitáskihasználtsága ezzel szemben 15 százalékponttal, 69 százalékra mérséklődött.

2013. márciusi tanulmányunkban a Paksi Atomerőmű bővítésének kérdését vizsgáltuk meg a hazai és az európai uniós villamosenergia-piaci folyamatok tükrében.

Elemzésünk első részében bemutatjuk a magyarországi erőműállomány, illetve villamosenergia-forrásszerkezet összetételét. A hazai erőműállomány áramtermelése 2012-ben a magyar villamosenergia-igények 81,2 2013-ban pedig a 72,8 százalékát fedezte. A villamosenergia-termelésben legnagyobb súllyal a nukleáris energiatermelés rendelkezik, a Paksi Atomerőmű által termelt villamos energia részaránya 2013-ban az 50 százalékot is meghaladta. Az üzemidő-hosszabbításnak köszönhetően a régi paksi blokkok 2032–2037-ig üzemelhetnek, és adhatják gerincét Magyarország villamosenergia-ellátásának. Hazánkban jelenleg két villamosenergia-termelő szén-erőmű van. A Vértesi Erőműben 2015-ben meg fog szűnni a szénelapú energiatermelés, az erőmű biomassza tüzelésre fog átállni (a meglévőnél kisebb kapacitással). A 950 MW-os Mátrai erőmű, amelyben elsősorban hazai, külszíni fejtésű lignitet égetnek, a magyar villamosenergia-termelés közel hatodát adja. Az olcsó hazai tüzelőanyag, az alacsony szén-dioxid kvótaáraknak, valamint a hosszú áramátvételi szerződésnek köszönhetően az erőmű jelenleg nyereségesen üzemel, pozíciója a magyar villamosenergia-piacon várhatóan stabil marad. A gázerőművek közül a legnagyobb villamosenergia-termelő potenciállal a magas hatásfokú, modern, kombinált ciklusú gázturbinás erőművek rendelkeznek (Gönyüi Erőmű, Dunamenti Erőmű G egységei, Csepeli

Erőmű), amelyek beépített teljesítőképessége közel 1700 MW. Az elsősorban fűtési időszakban üzemelő fűtőerőművek villamosenergia-termelése szezonális, míg a kiserőművek (905 MW) termelése jelentős mértékben hőigényhez kötött, illetve a villamosenergia-rendszer szabályozásában játszhatnak szerepet. A gázerőművek kihasználtsága jelen energiapiaci paradigmák között igen alacsony, 2013-ban a villamosenergia-termelés mindössze 20–25 százalékát adták. A megújuló villamosenergia-termelés 2012-ben 2648 GWh volt, ami bruttó áramfelhasználás 6,3 százaléka. Ez a korábbi évekhez képest visszaesést jelentett, aminek fő oka a biomassza-vegystüzelés csökkenése volt. A villamosenergia-importszaldó mennyisége 2010 óta 129 százalékkal növekedett, bruttó áramfelhasználáson belüli részaránya 2013-ban meghaladta a 28 százalékot. Az olcsó importáram elsősorban a gázerőműveket szorította ki a piacról, azaz a villamosenergia-import gázimportot váltott ki, így nem növelte jelentősen Magyarország energiafüggőségét. Az árambehozatal előretörését a 2012. szeptemberi régiós tőzsdeösszekapcsolás is segítette.

A tanulmány második részében a villamosenergia-termelés Európai Unióban várható alakulását vizsgáltuk meg. Ez azért kulcsfontosságú, mert az egységes európai villamosenergia-rendszerben (amely felé a közösség tart) egy új erőmű tervezésekor már nem csak a hazai, hanem a régiós, sőt az uniós áramigények és erőműállomány várható alakulását kell figyelembe venni.

Európában jelen piaci paradigmák között csak az atomerőművek és szénerőművek képesek magas kihasználtsággal, megbízhatóan, alaperőműként üzemelni, tervezhető mennyiségű zsinóráramot szolgáltatni. 2025-ig, a második új paksi blokk tervezett üzembe lépéséig 23.000 MW atomerőművi teljesítőképesség leállítása jelezhető előre, míg az épülő, illetve tervezett egységek összes kapacitása mindössze 12 ezer–13 ezer MW. Szénerőművek terén is jelentős kapacitás-deficitre van kilátás, hiszen a tervek szerint 32 ezer–33 ezer MW teljesítőképesség megszűnése mellett mindössze 12 ezer–13 ezer MW építésével lehet nagy valószínűséggel számolni. Mivel a jelenleg alaperőműként üzemelő erőművek beépített teljesítőképesség-mérlege várhatóan 2025-ig jelentős negatívumot fog mutatni, így az új paksi blokkok e szegmensben nem telített piacra fognak belépni.

A megújuló villamosenergia-termelés az Európai Unióban folyamatosan növekszik, a 2004-es 14,3 százalékról 2012-re 23,5 százalékra növekedett a bruttó áramfogyasztás arányában, és 2013-ban várhatóan tovább gyorsult a növekedés üteme. Jellemzően azokban az országokban magas a megújulóáram-termelés részaránya, amelyeknek e tekintetben kedvezőek a természeti adottságai és/vagy rendkívül magas támogatást nyújtanak e beruházásokhoz. Az EU-nak a 2020 utáni időszakra vonatkozóan is ambiciózus céljai vannak a megújulóenergia-termelés növelésére, bruttó végső energiafogyasztáson belüli részarányát 2030-ra 27 százalékra tervezi megnövelni, aminek köszönhetően a megújulóáram-termelés részaránya a villamosenergia-felhasználás 45 százalékára növekedhet. Az impozáns célkitűzés ellenére az Európai Bizottság álláspontja szerint az uniós országokban 2020 és

2030 között teljes körűen ki kell vezetni az érett megújulóenergia-termelő technológiák támogatását. A változtatást azért javasolja a bizottság, mert a jelenlegi támogatási rendszerek akadályozzák a piaci integrációt, csökkentik a költséghatékonyságot, továbbá veszélyes mértékben vetik vissza a beruházási aktivitást a rendszerszabályozásban nélkülözhetetlen hagyományos erőművek terén. A megújulóenergia-termelés túltámogatása Európa számos országában jellemző. Jelentős részben e folyamat eredményeként 2011 és 2013 között 60 euró/MWh-ról 40 euró/MWh-ra csökkent a villamos energia zsinórára az európai tőzsdéken, ugyanakkor a megújulóenergia-termelő egységek megtérülését biztosító támogatás beépült a fogyasztói árakba. A támogatási rendszer okozta piaci torzulások iskolapéldája Németország. Németországban a fogyasztói árakba beépített megújulóenergia-termelési támogatás 2011 és 2014 között oly mértékben megnövekedett, hogy az az idei évben már több mint másfélszeresen meghaladja az áram nagykereskedelmi árát. A villamos energia tőzsdei árát pedig olyan alacsony szintre szorította le, hogy az már nem fedezi a hagyományos erőművek (elsősorban gázerőművek) termelési költségeit. A jelenlegi piaci helyzet eszkalálódása komoly kockázatokat hordoz, hiszen a megújulóenergia-termelés időjárásfüggő, hektikusan változhat, így az időjárás változása függvényében napon belül és szezonálisan is előfordulhatnak olyan időszakok, amikor a hagyományos erőművek teljesen kiszorulnak a termelésből, és olyanok is, amikor szinte csak ezeknek kell fedeznie a villamosenergia-igényeket. Ebből következően piacon maradásuk a rendszerbiztonság elemi érdeke, ami viszont veszteséges működés mellett erősen megkérdőjelezhető. Az Európai Bizottság a rendszer-stabilitási kockázatokat, valamint a piaci anomáliákat felismerve indítványozta a támogatási rendszer felülvizsgálatát. Emellett több országban lépések történtek a támogatások csökkentése érdekében, például Németország mérsékelte az újonnan épülő megújulóáram-termelő egységek kötelező átvételi árát, illetve a támogatási rendszeren keresztül korlátozza az új szélerőművek építését.

A gázerőművek kihasználtsága szerte Európában visszaesett, aminek elsődleges oka a nagykereskedelmi villamosenergia-ár jelentős csökkenése, illetve a gázár folyamatos emelkedése. 2013-ban a tőzsdei gázár és csúcsfogyasztás idején kialakult villamosenergia-ár hányadosa átlagosan 49 és 64 százalék között változott, aminek következményeként még a magas hatásfokú CCGT-erőművek villamosenergia-termelése sem nyereséges, az értékesítésből befolyó bevétel még a folyó költségeket sem fedezi. Ahhoz, hogy a gázerőművek ismét versenyképesek legyenek, arra lenne szükség, hogy a gázár és az áramár hányadosa radikálisan csökkenjen. A villamosenergia-ár növekedésére van kilátás, a gáz árának jelentős csökkenésére utaló tényezők azonban egyelőre nem azonosíthatóak, hiszen Európában csekély valószínűségű egy amerikaihoz hasonló palagáz-forradalom, illetve az amerikai LNG Európába történő exportja sem okozna jelentős áresést.

A tanulmány harmadik részében a Paksi Atomerő tervezett bővítésének, illetve a nemzetközi atomerőművi beruházások finanszírozásának főbb paramétereit tekintettük át. A jelenlegi információk szerint Pakson 2 új, legalább 1000 MW teljesítőképességű erőművet fog építeni

a Roszatom, amelyek 2023–2025 folyamán léphetnek be a magyar villamosenergia-rendszerbe. A beruházás költsége a tervek szerint 12 milliárd euró lehet, amelynek 80 százalékát az orosz fél a piacinál kedvezőbb, átlagosan 4,5 százalékos kamatú 32 éves lejáratú hitellel finanszírozza.

A Paksi Atomerőművel közel párhuzamosan épülhet meg Nagy-Britanniában a Hinkley Point C atomerőmű, Törökországban az Akkuyu, illetve az Egyesült Arab Emírségekben a Barakah erőmű. A brit erőmű – amelynek építéséről 2013 végén született megállapodás – vizsgálata azért is fontos, mert a válság és a fukusimai katasztrófa után jelentősen megváltozott az atomerőművek finanszírozási környezete. A Hinkley Point C atomerőművet az EDF által vezetett konzorcium fogja építeni, a brit állam pedig CfD-típusú árgarantálást nyújt az erőműnek, 35 éven keresztül 92,5 font/MWh-s (110–115 euró/MWh) garantált reáláron veszi át az erőműtől az áramot, ami 2–2,5-szerese a jelenlegi brit nagykereskedelmi áraknak. Az erőmű tulajdonosa a szerződés időtartamáig az EDF vezette konzorcium lesz. A török atomerőművet ún. BOO-konstrukcióban építi meg a Rosatom, amely finanszírozza, építi, üzemelteti és tulajdonolja is az atomerőművet. A török fél 15 éven keresztül 123,5 dollár/MWh-s (90–95 euró/MWh) átvételi árat garantált az erőműnek.

Az atomerőművi beruházások megtérülésében kiemelten fontos szerepe van a beruházási költség nagyságának, illetve a költségek finanszírozásának, hitel esetében a kamattehernek. A költségek növekedését okozhatja a beruházás elhúzódása. Megállapítható, hogy azon országokban, amelyekben külföldi tulajdonban épül fel az atomerőmű, ott a rendkívül magas garantált átvételi ár biztosítja a beruházó kockázatának fedezetét. A paksi bővítéshez nyújtott orosz államközi hitel a piacinál lényegesen alacsonyabb kamatozású, hosszú lejáratú.

A beruházás megtérülésében kulcsszerepe van az árak, amelyen az atomerőmű értékesítheti a villamos energiát. Azok a publikációk, amelyek 2025-ben is a 2013-as villamosenergia-árakat feltételeznek, álláspontunk szerint megalapozatlanok. Hiszen egyrészt a historikus adatok is megmutatják, hogy gazdasági konjunktúra időszakában, amikor rohamosan növekedett a villamosenergia-kereslet, akkor a jelenleginél kétszer magasabb árak is jellemzőek voltak. A 2013-as, 40 euró/MWh-s tőzsdei villamosenergia-ár pedig számos tényező együttes hatásaként alakult ki. A recesszióban lévő–stagnáló gazdaságok villamosenergia-kereslete nyomott volt, a megújulóenergia-termelés felfutása leszorította a tőzsdei árat, a szén-dioxid kvótaára történelmi mélypontra esett, illetve az Amerikából érkező importszén leszorította a szén tőzsdei árat. Viszont valamennyi előbb említett tényezőben olyan változás várható, amely a tőzsdei árak növekedésének irányába hat. Az európai gazdaságok élénkülése növelni fogja a villamos energia iránti keresletet, ami árnövelő hatású. A megújulóenergia-termelés európai támogatásának felülvizsgálata a termelési költségek növekedéséhez vezethet. A bizottság javasolta, hogy az EU 2030-ra 40 százalékkal csökkentse az üvegházhatású gázok kibocsátását, kvótakezelési mechanizmus

bevezetésére is javaslatot tett, valamint az uniós államok iparában is a termelés növekedése várható. Az említett intézkedések, illetve folyamatok pedig keresletnövelő, illetve kínálatcsökkentő hatással, így árnövekedéssel fognak járni az európai kvótipiacon.

A tanulmány negyedik részében alternatívaelemzést végeztünk, azt vizsgáltuk, hogy helyettesíthető lenne-e hazánk számára a Paksi Atomerőmű bővítése.

Az egyik lehetőséget új szénerőművek építése jelenthetné, alapvetően hazai lignit égetésére alapozva. A szénerőművek termelési költségeiben azonban a kockázatok a növekedés irányába mutatnak, hiszen az EU széndioxid-kibocsátáscsökkentéssel kapcsolatos intézkedései, valamint az ipari termelés növekedése várhatóan a kvótaárak emelkedéséhez fog vezetni. A szénerőművi termelés jár a legmagasabb károsanyag-kibocsátással.

A megújuló forrásból történő villamosenergia-termelő technológiák közül a naperőműveknek, illetve a szélerőműveknek lehet akkora potenciálja, hogy komoly részarányt képviselhesen egy ország villamosenergia-igényeinek fedezésében. A nap- és szélerőművek gyakorlatilag nulla változó költségű, karbonmentes energiatermelést tesznek lehetővé, ugyanakkor a legmagasabb fajlagos beruházási költséggel bírnak, termelésük időjárásfüggő, területigényük magas. A megújulóenergia-termelő egységek valós termelési költségét jól mutatja a KÁT-rendszerben kötelezően átvett áram ára, amely az egységek megtérülését hivatott szolgálni. A megújulóenergia-termelők által megadott menetrendtől való eltérés miatt szükséges ún. kiegyenlítő energia költségét is figyelembe véve megállapítható, hogy 2013 során a valós termelési költségük 36,9 Ft/kWh (110–112 euró/MWh) volt, ami két és félszer magasabb, mint az 2013-as átlagos tőzsdei ár. Nemcsak a szabályozás költsége (amely hazai gázerőművekkel, illetve importárammal is biztosítható) lenne magasabb, ha a paksi bővítést szél- és naperőművekkel pótolnánk, hanem a villamosenergia-rendszerbiztonságra vonatkozó kritériumok teljesítésétől is távolabb kerülnénk. A megújulóenergia-termelés kiemelkedően magas beruházási, de gyakorlatilag nulla változó költségét, a környezetvédelmi szempontokat, illetve rendszerbiztonsági kritériumokat figyelembe véve, megállapítjuk, a megújuló energia nem helyettesítője, hanem kiegészítője kell, legyen a nukleáris energiatermelésnek. Hazánkban a karbonszegény energiatermelés a nukleáris és megújuló-energiatermelés megfelelő összetétele révén érhető el.

Amennyiben a paksi bővítést gázerőművekkel kívánná helyettesíteni az ország, akkor a 2400 MW-os, potenciálisan 85–90 százalékos kihasználtságú új paksi blokkok kiváltása kizárólag magas hatásfokú CCGT erőművek révén lenne lehetséges. Mivel Magyarország gázszükségleteinek 80 százalékát importból fedezi, valamint a forrásszerkezet nem diverzifikált, így a gázerőművek építése elviselhetetlen mértékben tovább növelné hazánk (elsősorban Oroszországtól való) energiafüggőségét. Az előbbieket összegezve, az atomerőmű-bővítés új gázerőművekkel való helyettesítése nem javasolt alternatíva.

A jelenlegi alacsony európai áramárak mellett vonzó lehetőségnek tűnhet az atomerőmű-bővítésének helyettesítésére a villamosenergia-import növelése, amely révén megtakarítható lenne az erőműépítés, illetve a jelentős hálózatbővítés. Ugyanakkor, ha a villamosenergia-importszaldó növekedése kapacitáshiányból fakadna, és mértéke jelentősen meghaladná a 2013-as 28 százalékot, akkor hazánk kiszolgáltatottá válna más országok áramárainak és érdekeinek. Ez az állapot pedig nem tenné lehetővé az önálló magyar energiaár-politika folytatását.

Makrogazdasági helyzetkép

Nemzetközi környezet

Az Európai Unió gazdasága gyorsuló ütemben növekedett 2013 utolsó negyedében, az év egészét tekintve azonban mindössze 0,1 százalékos növekedést regisztrált. Az előző negyedévtől eltérően, amikor az uniós bővülés leginkább a készletfelhalmozásnak volt köszönhető, az október–decemberi időszakban a készletváltozáson kívül a GDP összes komponense támogatta a bővülést. Az Európai Bizottság februárban közzétett előrejelzése szerint az idei év folyamán az unióban a belső keresleti korlátok lassan oldódhatnak, így a növekedés hangsúlya a külkereskedelemtől a fogyasztásra és a beruházásra helyeződik. 2014-ben az EU GDP-je 1,5 százalékkal növekedhet. Jövőre a folyamatosan javuló munkaerőpiaci, valamint a kedvezőbb pénzügyi helyzet hatására erősödő gazdasági fellendülés várható: 2 százalékos növekedést prognosztizálnak az Öreg Kontinensen.

Az Egyesült Államok gazdasági teljesítménye 2013. október–decemberben éves összevetésben a vártnál alacsonyabb, 2,5 százalékos bővülést mutatott. Az utolsó három hónapban látott lassuló gazdasági növekedés elsősorban az alacsonyabb beruházási ütem, valamint a kormányzati szektor visszaesése (kormányzati leállás) következtében alakult ki. Az USA-ban a belső kereslet maradt a legfőbb növekedésserkentő tényező, az éves átlagos növekedés kisebb, mint 2 százalék volt 2013-ban. Idén az enyhülő fiskális szigor hatására 2,9 százalékos növekedésére számít a bizottság. Az amerikai gazdaság az erősödő fogyasztásnak és a beruházásnak köszönhetően 3,2 százalékos bővülést regisztrálhat 2015-ben, amely 2005 óta a legerősebb növekedés.

Az unió munkaerő-piacán némileg csillapodott a válság, a foglalkoztatottság az év harmadik negyedében már mérséklődő zsugorodást jelzett. A munkanélküliségi ráta is enyhén csökkent, 10,8 százalékon zárta a tavalyi évet. A bizottság legfrissebb prognózisa szerint idén a gazdasági növekedés lassú helyreállása már segíthet stabilizálni a munkaerőpiacokat, amikor 10,7 százalékra csökkenhet az állástalanok aránya. Az Egyesült Államokban továbbra is emelkedik a foglalkoztatottság, és az állástalanok aránya januárban 6,6 százalékra, öt és fél éves mélypontra süllyedt.

A Fed mennyiségi lazításának visszafogásával a korábban tartósan gondolt pénzügyi likviditás kora véget érni látszik, ami miatt januárban jelentős tőke kivonás indult meg a kockázatosabbnak ítélt feltörekvő gazdaságokból. A téli hónapokban tehát fennmaradt a volatilitás a pénzügyi piacokon, aminek következtében valamelyest csökkent a befektetők kockázatvállalási hajlandósága is. Az amerikai fiskális megállapodások (a 2014–2015-re vonatkozó költségvetés és az adóssághatár-emelése) azonban kedvező irányban befolyásolták a piaci mozgásokat, amelyek például a legtöbb perifériális ország csökkenő CDS-felárában és államkötvényhozamaiban mutatkozott meg.

A továbbra is mérsékelt energiaáraknak köszönhetően az infláció többéves mélypontra ragadt a fejlett gazdaságokban a IV. negyedév folyamán. A maginflációs ráták is alacsony szinten stabilizálódtak. Az előrejelzési horizonton nem várható érdemi felfelé irányuló nyomás. Idén a továbbra is csökkenő nyersanyagárak, a visszafogott gazdasági fellendülés, valamint a horgonyzott várakozások egyaránt gátolják az infláció felpörgését, aminek eredményeként az unióban 1,2 százalékos infláció várható. 2015-ben a lendületesebb gazdasági növekedés, továbbá a szűkülő kibocsátási rés hatására mindössze negyed százalékponttal emelkedhet az éves pénzromlás üteme.

Az elmúlt években látott jelentős fiskális kiigazításnak köszönhetően, az idei évtől már lassuló és leginkább költségoldali konszolidáció veheti kezdetét az Európai Unióban. A konszolidáció első felében, tehát 2010 és 2013 között átlagosan 3 százalékponttal javultak az uniós GDP-arányos hivatalos fiskális egyenlegek. Az idei évben a dinamikusabb gazdasági növekedésnek is köszönhetően a GDP-arányos hivatalos költségvetési hiány 2008 óta először 3 százalék alá, 2,7 százalékra csökkenhet az unióban. A jövő évre tervezett kiigazítás már csak elhanyagolható hiánycsökkenést eredményez, miután 2015-ben a költségvetési pozíció stabilan tartása a legfontosabb cél a tagországok számára. Kedvező fejlemény, hogy az előrejelzési horizont végén már a tagállamok több mint kétharmadában teljesül a hiánymutatóra vonatkozó maastrichti kritérium. Az Európai Bizottság februárban a javuló növekedési kilátásokkal indokolva 5,4 százalékra csökkentette az USA idei fiskális hiányát, ami 2015-ben 4,8 százalékra, 2007 óta a legalacsonyabb szintre mérséklődhet. Mivel az USA-ban a döntéshozók egyetértésre jutottak mind a rövidtávú költségvetési számokat mind az adósságp plafon 2015 márciusáig tartó megemelését illetően, a közeljövőben már nem várható a költségvetéssel kapcsolatos piacbefolyásoló politikai intézkedés a tengerentúlról.

Hazai folyamatok

Széles bázisú magyar gazdasági növekedés

A hazai gazdaság teljesítménye 2013 IV. negyedévében tovább javult: az éves bázison mért 2,7 százalékos bővüléssel Magyarország az EU élmezőnyébe tartozott. A növekedés rég nem látott, széles bázison nyugszik, a gazdaság a külső és belső forrásaira szinte azonos mértékben támaszkodott. Az export és az import növekedése erősödött: előbbi a javuló külső konjunktúra, utóbbit a bővülő belső felhasználás vezérelte. A nettó export így tovább nőtt, és 1,5 százalékponttal segítette az év/év GDP-növekedést. A belföldi teljesítmény fokozódása a beruházások 10,4 százalékos éves bővüléséhez köthető, amit elsősorban az állami nagyberuházások vezérelnek. A fogyasztást az óvatossági megtakarítások és az adósságállomány leépítése fékeztek, ami a rendelkezésre álló jövedelem bővülése és a munkaerő-piaci helyzet javulása miatt a IV. negyedévben, éves bázison 1 százalékkal nőtt. A belföldi felhasználás 1,2 százalékponttal járult hozzá a gazdaság növekedéséhez.

A termelési oldal alakulását figyelve egy minden eddiginél kiegyensúlyozottabb növekedési szerkezet látható a IV. negyedévben: a meghatározó nemzetgazdasági ágak kivétel nélkül emelték a GDP-növekedés rátáját. Éves bázison a mezőgazdaság teljesítménye az alacsony bázis és a kiugróan jó terméseredmény miatt 22 százalékkal bővült. Az építőipart főként az állami beruházások pörgették, a növekedési ráta 10 százalék feletti, amit a tavalyi rendkívül alacsony bázis is segített. Az ipar 3 százalékot meghaladó bővülését a korábbi negyedévekhez hasonlóan a járműipar és a kapcsolódó ágazatok exportértékesítése vezérelte. A szolgáltatások esetében regisztrált 1,3 százalékot kitevő növekedés a belső felhasználás erősödéséhez köthető.

A tavalyi év utolsó negyedévében mind az aktivitás, mind a foglalkoztatottság bővülése folytatódott, köszönhetően a közmunkaprogramok felfutásának és a Munkahelyvédelmi Akcióterv intézkedéseinek. A versenyszféra munkakereslete is enyhén erősödött. A munkanélküliség négyéves minimumára, 9,5 százalékra süllyedt a IV. negyedévben. A keresetek dinamikája az előző évhez képest jelentős elmaradást mutatott, összefüggésben az alacsonyabb inflációs környezettel és a továbbra is laza munkaerőpiaccal.

A magyar 12 havi infláció tovább csökkent, sőt januárban (0 százalék) és februárban (0,1 százalék) lényegében megszűnt. Az alacsonyan ragadó pénzromlási ütemet elsősorban a szabályozott árak csökkentése vezérelte, miközben a keresletkorlátos hazai gazdaságban a deflációs hatások is érvényesültek. A kormányzati költségsokkok összességében tartósan leszorítják az inflációt, amelyet segített a mezőgazdasági termelői árak és az élelmiszerárak csökkenése. Az elmúlt negyedévben romlott a hazai kockázati környezet, amit leginkább a Fed lépése befolyásolt: két lépcsőben, 65 milliárd dollárra csökkentette likviditásbővítő csomagját. Télen is folytatódott a jegybank kamatvágási ciklusa, amit a feltörekvő országokat érintő, turbulens nemzetközi környezet kevésbé, de a potenciálistól elmaradó gazdasági teljesítmény és az alacsony infláció indokol. A kamatvágásokkal összhangban folytatódott a forinthitelek kamatainak mérséklődése. A vállalatok hitelezésében az őszele látott kedvező fordulat átmenetinek bizonyult, a Növekedési Hitelprogram második szakasza iránt egyelőre alacsony az érdeklődés. Az első szakaszban kihelyezett 700 milliárdos hitelhez képesti kisebb keretösszeg nagyobb hatást gyakorolhat a gazdasági növekedésre, mivel ennek maximum 10 százaléka fordítható hitelkiváltásra, így magasabb lesz a beruházási hitelek aránya.

Legfrissebb előrejelzésünk szerint a gazdaság növekedése 2014–2015-ben kiegyensúlyozott marad: a nettó export és a belső felhasználás is pozitívan járul hozzá a GDP-bővüléshez. Az erőre kapó külső konjunktúra segíti a külkereskedelmi többlet fennmaradását, míg a belső motor a beruházás, majd a fogyasztás lesz. A Növekedési Hitelprogram második szakasza iránti érdeklődés 2014 második felében erősödhet, segítve a versenyszféra beruházásainak bővülését, így a szektor jövőre átveszi az állami nagyberuházások vezérszerepét. A fogyasztás növekedését a rendelkezésre álló jövedelem emelkedése segíti. A bizalom erősödése pedig csökkenti a mérlegalkalmazkodás és az óvatossági motívum fogyasztást visszafogó szerepét,

mely negatív hatás 2015-ben megszűnik. Jövőre a magyar gazdaság, elérve kapacitási korlátait, visszafogottabb bővülést mutathat. Összességében idén 2,5 százalékos, míg 2015-ben 2 százalékos GDP-növekedést prognosztizálunk.

1. TÁBLÁZAT: A FŐBB MAKROGAZDASÁGI VÁLTOZÓK VÁRHATÓ ALAKULÁSA

	2013	2014	2015
Bruttó hazai termék (volumenindex)*	1,1	2,5	2,0
A háztartások fogyasztási kiadása (volumenindex)*	0,2	2,2	2,2
Bruttó állóeszköz-felhalmozás (volumenindex)*	5,9	5,8	4,2
Kivitel (nemzeti számlák alapján, volumenindex)*	5,3	5,7	6,1
Behozatal (nemzeti számlák alapján, volumenindex)*	5,3	6,1	6,6
A külkereskedelmi áruforgalom egyenlege (milliárd euró)	7,0	6,8	6,9
Éves fogyasztóiár-index (%)*	1,7	0,7	2,5
A jegybanki alapkamat az év végén	3,00	2,80	3,50
Munkanélküliségi ráta éves átlaga (%)*	10,2	9,3	9,8
A bruttó átlagkereset alakulása (%)*	3,4	2,9	3,9
A folyó fizetési mérleg egyenlege a GDP százalékában	3,1	2,7	2,5
Külső finanszírozási képesség a GDP százalékában	5,9	5,5	5,2
GDP-alapon számított külső kereslet (volumenindex)*	0,9	2,0	2,4

* Szezonálisan kiigazított adatokból számítva. Forrás: MNB, KSH, Századvég-számítás

Várakozásunk szerint a munkaerő-piaci aktivitás a teljes előrejelzési horizonton tovább nő, bár lassuló ütemben. A versenyszférában a foglalkoztatottság folyamatos emelkedésére számítunk, ám a növekedés rátája elmarad a GDP-bővülés ütemétől. Összességében idén magasabb, jövőre pedig visszafogottabb növekedést várunk. Az idei évben a tavalyinál enyhén alacsonyabb bérdinamika várható, amely jövőre jobban nőhet, köszönhetően a versenyszféra dinamikusabb bérfolyamatainak.

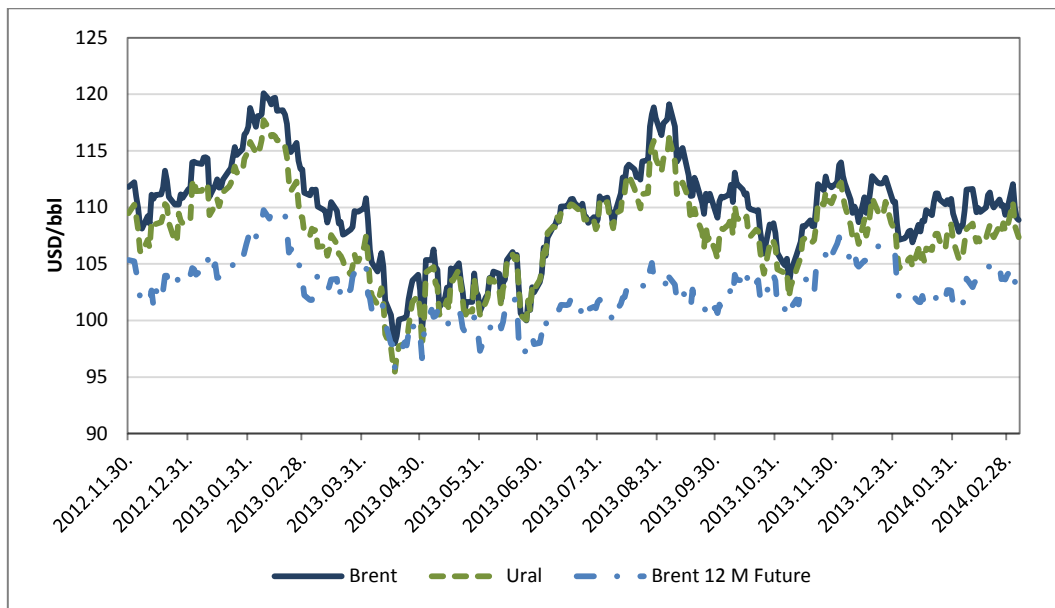
A maginfláció várható pályáját elsősorban a záródó kibocsátási rés határozza meg: az idén még negatív rés dezinflációs hatást okoz, amit a korábbi költségsokkok bázisba épülése erősít. Jövőre már kereslet oldali inflációs nyomás keletkezik, ami felfelé hajtja a magrátát. A maginfláción kívüli tényezők közül a közműdíjcsökkentések a meghatározóak: a korábbiak bázisból történő fokozatos kikerülése ellenére az újabb rezsicsökkentések 2014-ben összességében visszafogják a pénzromlás ütemét, de 2015-ben már az infláció felpörgésére számítunk. A jövő év végére a keresleti és a bázishatások következtében a jegybanki inflációs cél közelébe emelkedhet a mutató. Az infláció 2014-ben 0,7, jövő évben 2,5 százalékos lehet.

A rövid távon kedvező inflációs környezet teret engedhet az óvatos kamatcsökkenésnek, amennyiben azt a piaci hangulat is megengedi. A kamatciklus mélypontját 2,5 százalékra tesszük. A monetáris politika 3 százalékos inflációs célját, a Fed laza monetáris politikájának fokozatos visszavonását és a 2015 közepére várható szigorítását figyelembe véve, a jegybank várhatóan az idei év második felében megkezdheti a kamatemelési ciklust. Ez meglátásunk

szerint visszafogott ütemű lesz, így 2014 végén 2,8, jövő év végén 3,5 százalékon állhat az irányadó ráta.

Nemzetközi energiapiaci folyamatok

1. ÁBRA: A BRENT, AZ URAL TÍPUSÚ OLAJ SPOT ÁRA ÉS A BRENT 12 HAVI FUTURE ÁRA



Forrás: Reuters

A Brent olaj hordónkénti jegyzésére 2013 decemberében 108–14 dollár között ingadozott, az árat elsősorban a líbiai kitermeléssel kapcsolatos hírek mozgatták. A hónap közepén Kelet-Líbiában négy hónap után újraindulhatott a kitermelés, ugyanakkor egyes kikötőket továbbra is blokádnak tartották a lázadó milicisták, így az afrikai ország olajkivitele nem tudott érdemben élénkülni. 2014. január első napjaiban a Brent ára 107 dollár/hordós szintre esett, és a 107–111 dolláros sávban stabilizálódott. Az olajár csökkenésének hátterében elsősorban ismét a líbiai események álltak, ugyanis január elején két hónapnyi blokádnak után újraindulhatott a kitermelés az egyik, napi 600 ezer hordós kapacitású olajmezőn. A jegyzésár február döntő részében a 108–112 dolláros sávban oldalazott, és a január végén ismét kiélesedő ukrán krízis – az orosz olaj- és gázszállítások esetleges leállításával kapcsolatos félelmek ellenére – nem emelkedett 112 dollár/hordó fölé. Az Ural olaj jegyzésében sem okozott jelentős emelkedést, hogy Ukrajnában háború közeli állapotok alakultak ki, hiszen februárban is a januári hordónként 105–108 dollár értéken jegyezték, és március első napjaiban is mindössze 110,5 dolláron tetőzött az Ural ára, a Brent-Ural spread pedig a vizsgált időszakban a 2013 jelentős részében jellemző 2–3 dolláros szinten tartózkodott. A 12 havi határidős Brent ár ugyan február folyamán hordónként 101 dollárról 104 dollár fölé emelkedett, de március elején ismét csökkenni kezdett, ami arra utal, hogy a piaci szereplők egyéves kitekintésben az olajpiaci kockázatok mérséklődésével, az árak csökkenésével számolnak.

2014. január–február hónapja során a kínálat növekedése volt megfigyelhető az olaj világpiacon. Ugyanis a líbiai kitermelés megugrásának köszönhetően az OPEC országok kitermelése megközelítette az önkéntesen vállalt napi 30 millió hordós plafont, majd februárban meg is haladta azt, elsősorban annak köszönhetően, hogy az iraki olajkitermelés 35 éves csúcsra emelkedett.

Az EIA 2014 januárjában megjelent rövid távú energiapiaci kitekintője szerint 2014-ben napi 1,9, 2015-ben pedig napi 1,5 millió hordóval emelkedhet a nem-OPEC országok olajkitermelése (legnagyobb mértékben az USA-nak köszönhetően), miközben 2014-ben az OPEC országoké 0,5 millió hordó/nappal csökkenhet. Az előrejelzés szerint a világ olajkereslete 2014-ben napi 1,2, 2015-ben pedig napi 1,4 millió hordóval emelkedhet, a bővülés pedig kizárólagosan az OECD-n kívüli országok növekedő olajigényéből fog fakadni. Az EIA azt várja, hogy 2014-ben átlagosan 12 dolláros szinten alakulhat a Brent–WTI-spread, a Brent prémiumának növekedése az ügynökség szerint abból fakadhat majd, hogy az amerikai finomítók nem lesznek képesek tartani a lépést a dinamikusan növekedő kitermeléssel, ami nyomás alá helyezheti a WTI árat.

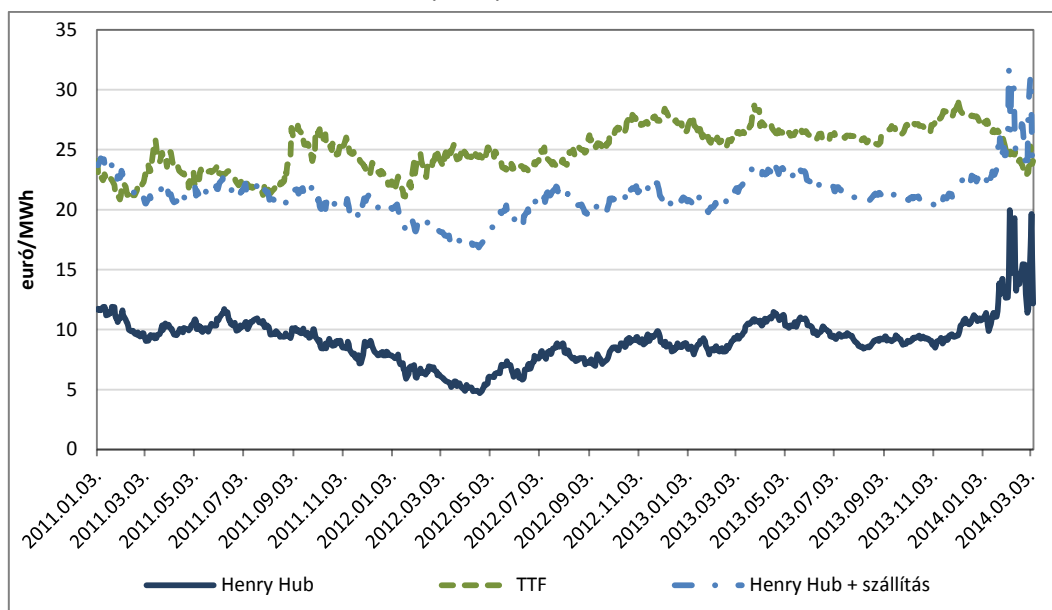
A piaci törvényszerűségből fakadóan a Fed mennyiségi lazítóprogramja fokozatos kivezetésének a nyersanyagárak emelkedését kellene okoznia (a pénzügyi likviditás csökkenésének hatására). A Fed program kivezetésének azonban ellenkező irányú hatása is lehet, hiszen elméletileg dollárerősödést generál, ami pedig a dollárban denominált termékek (mint az olaj) árának csökkenéséhez vezet. A 2013 decemberében elindított „tapering” hatása egyelőre – részben a fenti, világpiacon események ármeghatározó dominanciájából kifolyólag – nem tükröződik az olajárakon. Az EIA említett előrejelzése szerint 2014-ben 105, 2015-ben pedig 102 dollár lehet a Brent hordónkénti jegyzésére.

Az orosz–ukrán krízis eskalálásával ismét felerősödtek azok a hangok, amelyek az amerikai LNG Európába történő exportját szorgalmazzák. Az amerikai gázexporttól két változást is remélnék a politikusok és újságírók: Európa orosz gáztól való függőségének csökkenését, ezáltal az ellátásbiztonság javulását, valamint a nagykereskedelmi gázárak csökkenését.

A források diverzifikációja de facto csökkenti a legmeghatározóbb forrástól való függőséget, így az előbbi cél az amerikai gázszállítás megindulásával teljesülhet. Ugyanakkor az amerikai LNG hatására jelen piaci árak és technológiai színvonal mellett nem várható az európai nagykereskedelmi gázár (benchmarkként a TTF-árat alkalmazzuk) jelentős csökkenése.

Az amerikai Henry Hub ára 2011 és 2013 között 2,5–3-szor alacsonyabb volt, mint a TTF ár, a szállítási költségeket is figyelembe véve a TTF prémiuma már csak 15–20 százalék volt.

2. ÁBRA: A HOLLAND GÁZTŐZSDE (TTF) ÉS AZ AMERIKAI HENRY HUB ÁRÁNAK ALAKULÁSA



Forrás: Reuters

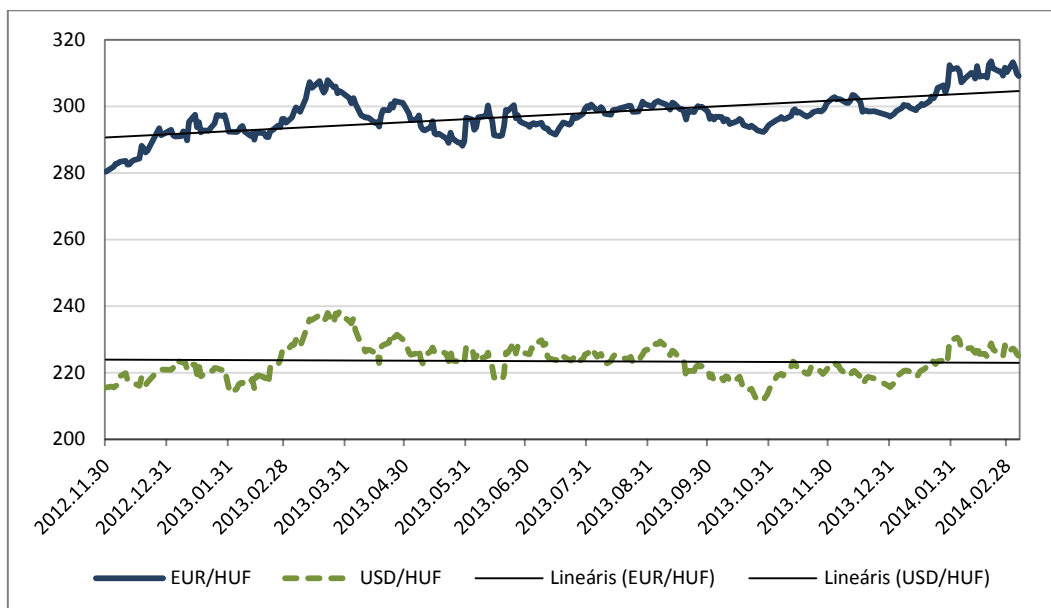
2014 első két hónapjában azonban a historikusan hideg amerikai időjárás következtében rendkívüli módon megnőtt a földgáz iránti kereslet, illetve a gáztározókban lévő gázmennyiség is erősen apadni kezdett, aminek következtében a Henry Hub ára megugrott. Eközben 2014 első két hónapja rendkívül enyhe időjárást hozott Európában, ami a gázigények mérséklődése miatt a TTF-ár csökkenéséhez vezetett. A két folyamat eredményeként, valamint az igen erős eurónak köszönhetően (az euró/dollár kurzus a januárban és februárban 1,36–1,37 volt) február jelentős részében a Henry Hub ára a szállítási költségeket is figyelembe véve, meghaladta a holland gáztőzsdei árat.

Tehát átlagos időjárási viszonyok között és átlagos euro/dollár árfolyam mellett a Henry Hub ára a szállítás költségeit is figyelembe véve ugyan 15–20 százalékkal alacsonyabb lehet, mint a TTF ár, ugyanakkor az időjárási viszonyok és a devizaárfolyamok alakulásának függvényében ez az árelőny akár el is tűnhet. Ebből azt a következtetést lehet levonni, hogy az amerikai földgáz LNG formájában történő exportja vélhetően nem okozna Európában jelentősebb áresést.

Emellett figyelembe kell venni azt is, hogy az LNG export megindulása esetében az amerikai gáz iránti kereslet növekedése a nagykereskedelmi ár emelkedését eredményezné. Szintén tekintetbe veendő, hogy jelenleg az ázsiai exportárak lényegesen magasabbak az európainál, azaz az amerikai LNG értékesítése is Ázsiában hozhatna nagyobb profitot az exportáló cégeknek, azaz elsődleges célterületük vélhetően nem Európa lenne. Az USA 2013-ban Kanadába, illetve Mexikóba szinte kizárólag csővezetéken exportált földgázt, az LNG formájában kivitt gáz mennyisége elhanyagolható volt.

Hazai energiapiaci folyamatok

3. ÁBRA: AZ AMERIKAI DOLLÁR ÉS AZ EURÓ ÁRFOLYAMA



Forrás: MNB

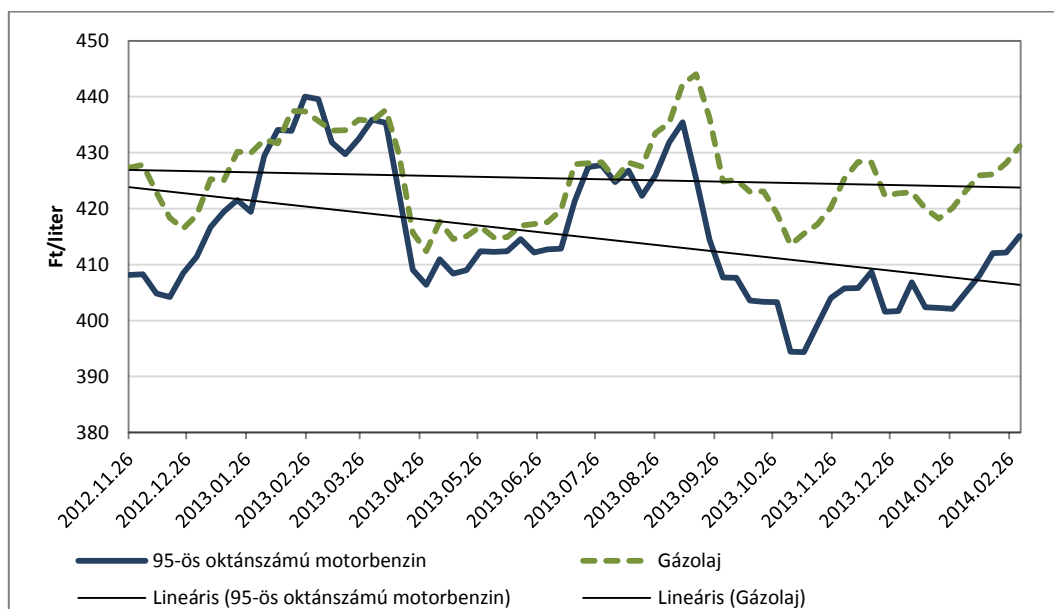
A forint 2013 folyamán az euróval és az amerikai dollárral szemben is viszonylag stabil volt. 2014 januárjában azonban markáns forintgyengülés vette kezdetét, az euró/forint keresztárfolyam a hónap utolsó napjaira a 311-es, a dollár/forint kurzus pedig a 230-as szint fölé emelkedett. A forintosítás mögött jelentős részben a feltörekvő piaci devizák (elsősorban a török líra) általános gyengülése állt, valamint a hazai fizetőeszköz kamatelőnyének folyamatos csökkenése is éreztette hatását a devizapiacokon, amit a magyar gazdaság javuló fundamentumai nem tudtak ellensúlyozni. A forint az euróval szemben februárban sem tudott erősödni, a forint/dollár kurzus azonban a 225-ös szintig mérséklődött.

2013. szeptember közepe és november eleje között jelentősen csökkent hazánkban az üzemanyagok kiskereskedelmi ára, november első napjaiban a benzin esetében 394, a gázolaj esetében pedig 413 forintos átlagárral találkozhattak az autósok az utakon. 2014 első két hónapja folyamán viszont emelkedés bontakozott ki a kiskereskedelmi üzemanyagárakban, a benzin ára február végére 412, a dízelé pedig 428 forintosig kapaszkodott az év elején regisztrált 407, illetve 423 forintos értékhez képest. Az áremelkedés mögött elsősorban a hazai fizetőeszköz amerikai dollárhoz képesti gyengülése állt, amihez kisebb mértékben az olaj világpiaci árának visszafogott emelkedése is hozzájárult.

A 2013-as évet értékelve megállapítható, hogy a benzin ára átlagosan 2,2, a gázolajé pedig 1,9 százalékkal csökkent a 2012-ben regisztrált értékhez képest. Az árcsökkenés, valamint a reáljövedelmek emelkedésének eredményeképpen a Magyar Ásványolaj Szövetség

tagvállalatainak üzemanyag értékesítése (literben) átlagosan 2 százalékkal növekedett. A forgalomélénkülés 2 százalékos eredője a gázolaj-értékesítés 4,2 százalékos növekedéséből, illetve a benzineladások 0,9 százalékos csökkenéséből adódott¹.

4. ÁBRA: AZ ÜZEMANYAGOK HAZAI FOGYASZTÓI ÁRÁNAK ALAKULÁSA



Forrás: MEKH, hazai kőolajpiaci információk

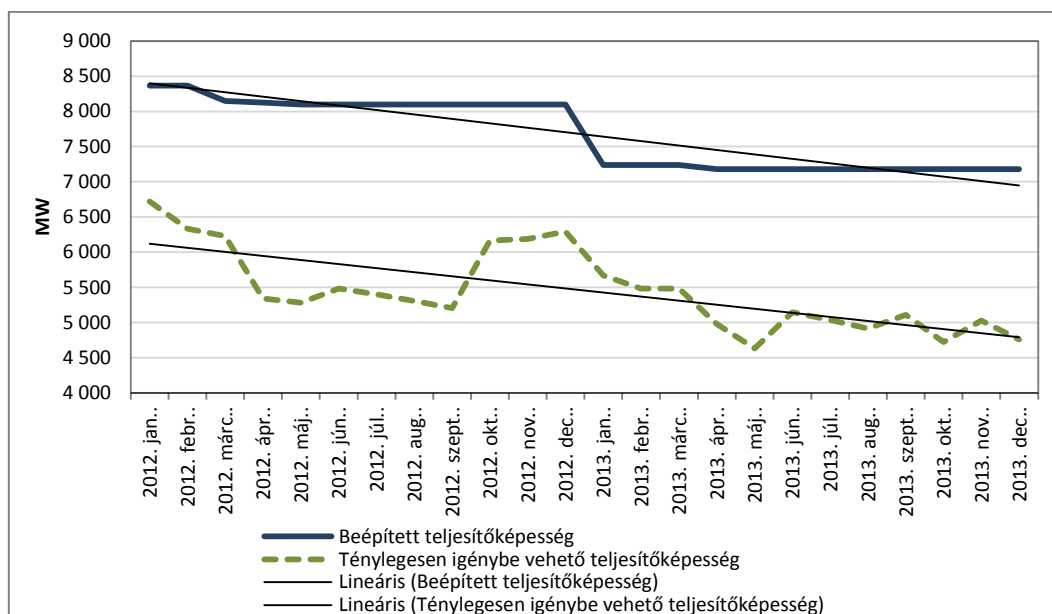
A villamosenergia-piac alakulása

A hazai nagyerőművek névleges beépített teljesítőképessége 2013 januárjában 7238 MW-ra csökkent az előző havi 8098 MW-ról, ami annak volt a következménye, hogy leszereltek négy Dunamenti F egységet (összesen 860 MW). Ezt követően még áprilisban csökkent a beépített teljesítőképesség a Pannon Hőerőmű 70 MW gáztüzelésű kapacitásának leállításával, 2013. május–december között pedig nem volt változás a mutatóban. Az állandó hiány értéke 2013 decemberében 1547 MW volt.

Az 50 MW-ot meghaladó kapacitású erőművek ténylegesen igénybevehető teljesítőképessége (TIT) 2013 folyamán jelentős csökkenést mutatott, a 2012. decemberi 6294 MW-ról 2013 utolsó hónapjára 4759 MW-ra redukálódott. Ez az érték közel 450 MW-tal alacsonyabb a 2012-es fűtési szezont megelőző 5200 MW-os szeptemberi lokális minimumnál.

¹ <http://www.petroleum.hu/2013YOY.html>, Letöltve: 2014 03.11.

5. ÁBRA: NAGYERŐMŰVEK (BT>50 MW) BEÉPÍTETT ÉS TÉNYLEGESEN IGÉNYBE VEHETŐ TELJESÍTŐKÉPESSÉGE



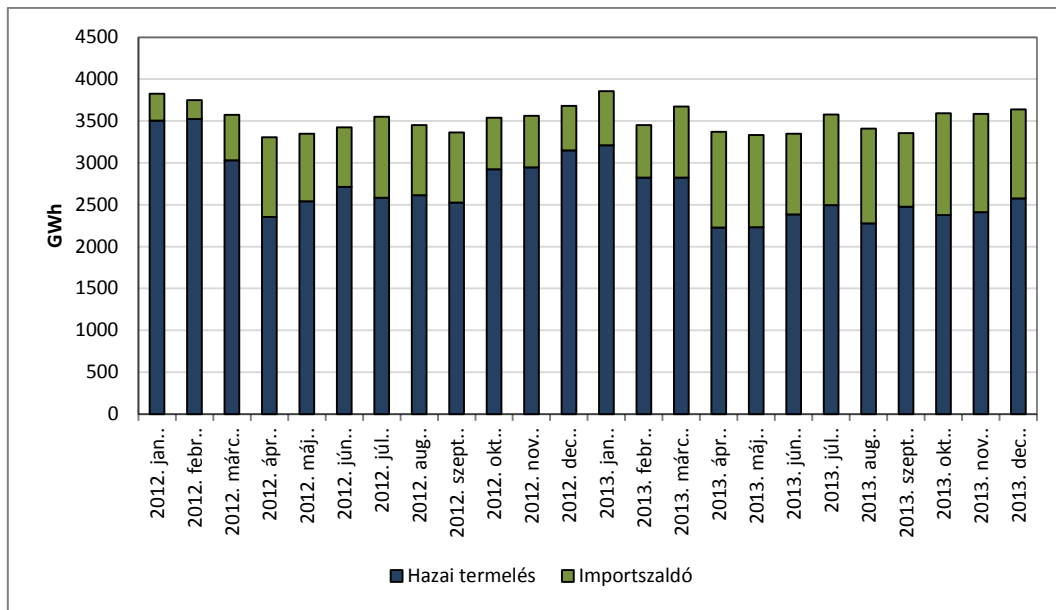
Forrás: MEKH, villamosenergia-ipari társaságok adatai

A ténylegesen igénybevehető teljesítőképesség esésének egyik oka természetesen az említett erőművek leállításai voltak. Emellett 2013 szeptember végétől állandó hiányban van az E.ON 95 MW-os Debreceni Kombinált Ciklusú Erőműve (DKCE). A változó hiányt növelte, hogy a 2013-as év utolsó három hónapjában rendkívül enyhe volt az időjárás, így a 2012-ben és az azt megelőző években tapasztalható képest kisebb hőigény adódott az országban, aminek következményként a fűtőerőművek termelése is visszafogottabb volt. Mivel a kisebb hőigény miatt a fűtőerőművek egy része nem került ki a változó hiányból, így a korábbi évektől eltérően a fűtési időszak kezdetével nem növekedett meg a TIT. A 2013. utolsó három hónapjában tapasztalt rendkívül alacsony TIT kialakulásában az is közrejátszott, hogy mindhárom hónapban tervezett karbantartást végeztek a Paksi Atomerőmű egy-egy 500 MW-os blokkján.

2014-ben a nagyerőművek beépített teljesítőképességében nem várható jelentősebb változás. Új kapacitást egyedülként a Mátrai Erőmű 15 MW-os naperőművének novemberi üzembe állítása jelenthet, míg nagyerőművi kapacitás megszűnése 2014-ben nem várható.

2013 negyedik negyedében Magyarország villamosenergia-forrásigénye 10815 GWh volt, ami 0,3 százalékkal magasabb, mint a 2012 azonos időszakában regisztrált érték. A magyar gazdaság teljes évi villamosenergia-forrásigénye pedig 2013-ban 42190 GWh volt, ami éves bázison számolva 0,4 százalékos csökkenést jelent. Megállapítható, hogy 2013-ban annak ellenére csökkent a magyar gazdaság villamosenergia-felhasználása, hogy a GDP 1,1 százalékkal, az ipari termelés pedig 1,4 százalékkal növekedett 2012-höz képest.

6. ÁBRA: A HAZAI VILLOMOSENERGIA-RENDSZER FORRÁSAINAK ALAKULÁSA



Forrás: MAVIR

Az említett indikátorok és a villamosenergia-felhasználás közötti jellemző pozitív korrelációs kapcsolat elmaradása több tényezővel is magyarázható. Az egyik a naptárhatás, hiszen a 2013-as év egy nappal rövidebb volt, mint a 2012-es, ami hüvelykujjszabály szerint önmagában is 0,3 százalékpontos csökkenést jelent. Másrészt a 2012-es rendkívül forró, aszályos nyár magasabb hűtésigényt tehetett szükségessé, mint 2013-ban. Harmadrészt pedig feltételezhető, hogy a magyar ipar, illetve a magyar gazdaság energiaintenzitása is csökkenhetett (a 2013-as évre vonatkozóan még nem áll rendelkezésre adat).

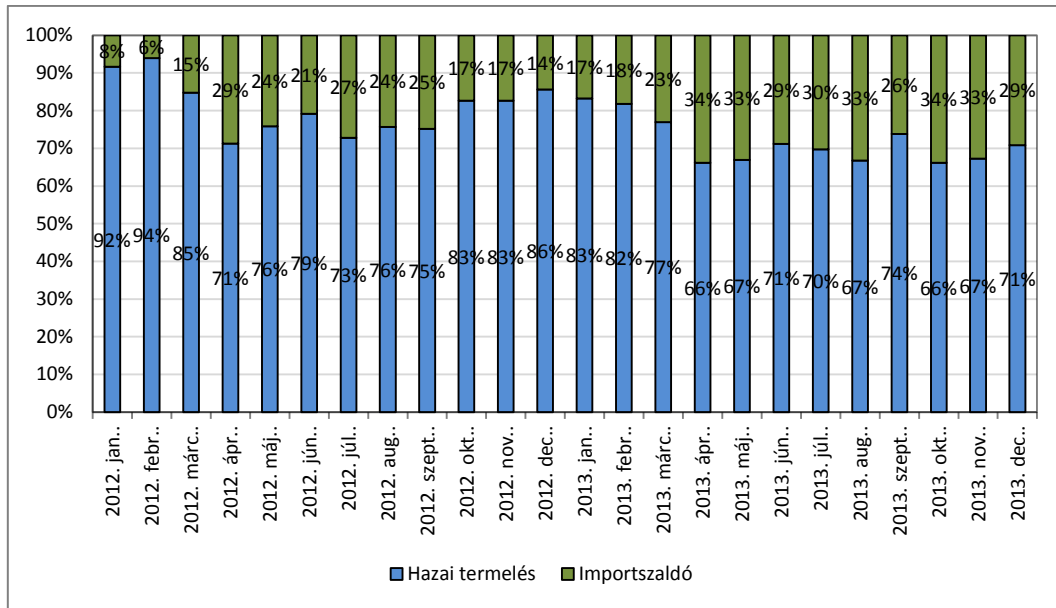
A hazai villamosenergia-termelés visszaesése 2013 utolsó három hónapjában is folytatódott, az erőműállomány által előállított 7364 GWh áram 18,4 százalékkal maradt el a megelőző év azonos időszakához képest. 2013 egészében pedig 30311 GWh villamos energiát állítottak elő a magyarországi erőművek, 11,9 százalékkal kevesebbet, mint 2012-ben.

A hazai termelés visszaesésével párhuzamosan a 2013-as évben az áramimport felfutása volt megfigyelhető, a villamosenergia-importszaldó értéke 2013-ban majdnem 50 százalékkal haladta meg a 2012-est, értéke megközelítette a 11900 GWh-t. Az import legnagyobb mértékben 2013 negyedik negyedévében lódult meg, amikor éves bázison 96 százalékos növekedés volt regisztrálható.

Mivel a magyar gazdaság villamosenergia-igénye 2013-ban nem mutatott lényeges elmozdulást 2012-höz képest, így biztosan állítható, hogy a hazai erőművi áramtermelés visszaesése az olcsó importáram kiszorító hatásának volt köszönhető.

Az importszaldó részaránya a bruttó villamosenergia-felhasználáson belül 2013-ra 28,2 százalékra nőtt a 2012-es 18,8 százalékról. Megjegyezzük, hogy a 2010-es értékhez, a 12,2 százalékos részarányhoz képest ez 16 százalékpontos növekedést jelent.

7. ÁBRA: A VILAMOSENERGIA-FORRÁSOK ÖSSZETÉTELE



Forrás: MAVIR

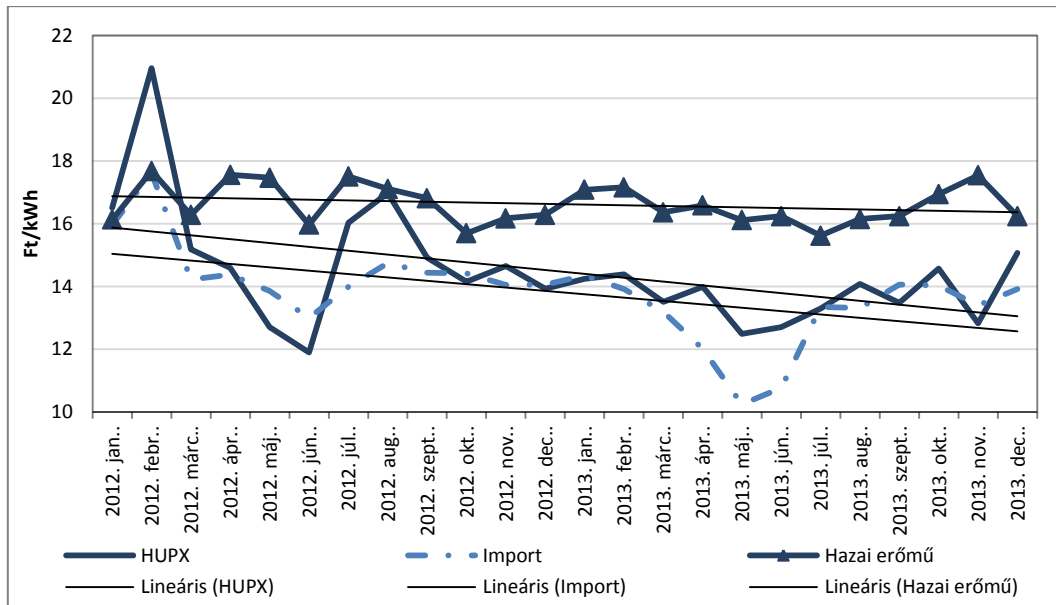
Mivel a hazai villamosenergia-termelés meghatározó részét (2013-ban 50,7 százalékát) adó Paksi Atomerőmű villamosenergia-termelése mindössze 2,5 százalékkal csökkent, a termelés hatodát szolgáltató Mátrai Erőmű kihasználtsága sem változott érdemben, így a hazai villamosenergia-termelés csökkenése egyértelműen a földgázalapú energiatermelés visszaesésével magyarázható.

A gázerőművi termelés visszaesése döntő részben azzal magyarázható, hogy az európai villamosenergia-árak (amelyekhez a hazai árak is konvergálnak – a tőzsdeösszekapcsolás óta még nagyobb mértékben –) jelentősen csökkentek, míg a földgáz ára pedig folyamatosan növekedett (17. ábra). Ennek következtében pedig olyan mértékben csökkent a gázerőművek áramértékesítésen elérhető bevétele, hogy az még a folyó költségeket sem fedezte. Ily módon a gáztüzelésű erőművek kihasználtsága drasztikusan visszaesett, az áramimport mennyisége pedig markánsan emelkedett. Emellett az említett erőműcsoport kihasználtságának visszaesését a 2013 utolsó negyedében tapasztalható enyhébb időjárás is erősítette, ami a gáztüzelésű fűtőerőművek termelését vetette vissza.

A gázerőművek közül az 50 MW teljesítőképességet meghaladó nagyerőművek termelése esett vissza markánsabban, hiszen földgázfogyasztásuk 2013-ban 43 százalékkal volt alacsonyabb a 2012-es értéknél. A kiserőművek földgázfelhasználása (így termelése) 2013 első kilenc hónapjában 10 százalékos csökkenést mutatott 2012 azonos időszakához viszonyítva, azaz a nagyerőműveknél lényegesen kisebb piacvesztést szenvedtek el. Ez részben azzal magyarázható, hogy a gáztüzelésű kiserőműveknek jelentős a hőkiadásuk, így stabil hőpiac esetén termelésük gazdaságos lehet, másrészt rugalmasságuknál fogva jelentős részük képes rendszerszintű szolgáltatásokat is ellátni, fontos szerepet töltenek be a villamosenergia-rendszer szabályozásában.

A villamosenergia-importszaldó bruttó villamosenergia-felhasználáshoz viszonyított részaránya 2014 folyamán abban az esetben mérséklődhet a 2013-as értékhez képest, ha jelentősen nő a földgáz és a villamos energia nagykereskedelmi ára közötti különbség. Mivel azonban rövid távon sem radikális áramár-emelkedésnek, sem gázár-csökkenésnek nem mutatkoznak jelei, ily módon 2014-ben is magas, a megelőző évihez közelítő importszaldó valószínűsíthető.

8. ÁBRA: A VILLAMOSENERGIA-KERESKEDŐK VÁSÁRLÁSI ÁRAI

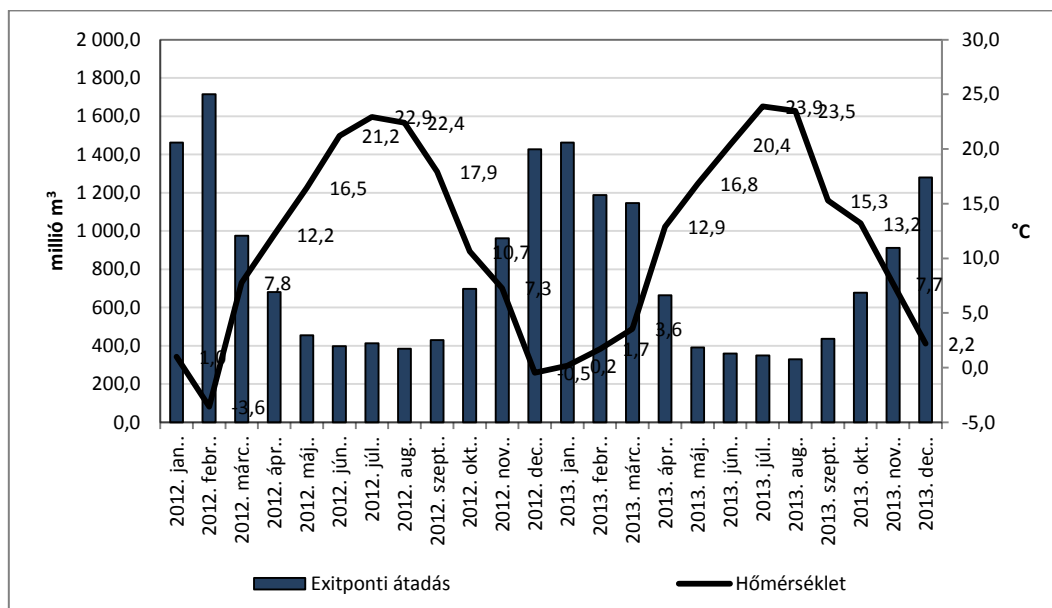


Forrás: MEKH, Villamosenergia-ipari társaságok adatai

A villamosenergia-import felfutásának, a hazai erőművek (gázerőművek) piacról való kiszorulásának elsődleges okát jól szemlélteti a 8. ábra. Az importáram ára 2012 februárja óta, a HUPX-ár pedig a 2012. szeptemberi tőzsde-összekapcsolás óta eltelt időszakban trendszerű csökkenést mutatott (természetesen szezonális ingadozásokkal). (Az európai áramárak csökkenésének okait később fejtjük ki.) A hazai erőművek értékesítési ára viszont a vizsgált időszakban minimális mértékben mérséklődött, és – annak ellenére, hogy termelés 40–50 százalékát adó Paksi Atomerőmű 12–12,7 forintért, az import-, illetve a tőzsdei árnál olcsóbban értékesíti az áramot – kilowattontként átlagosan 2–3 forinttal meghaladta az import, illetve a tőzsdei árat. A hazai erőművek átlagos értékesítési árában tapasztalható minimális mértékű csökkenés elsősorban annak tudható be, hogy a magasabb termelési költségű gázerőművek kihasználtsága, a kereskedők által tőlük vásárolt villamos energia mennyisége jelentősen visszaesett.

A földgázpiac alakulása

9. ÁBRA: BELFÖLDI SZÁLLÍTÓVEZETÉKI FÖLDGÁZÁTADÁS



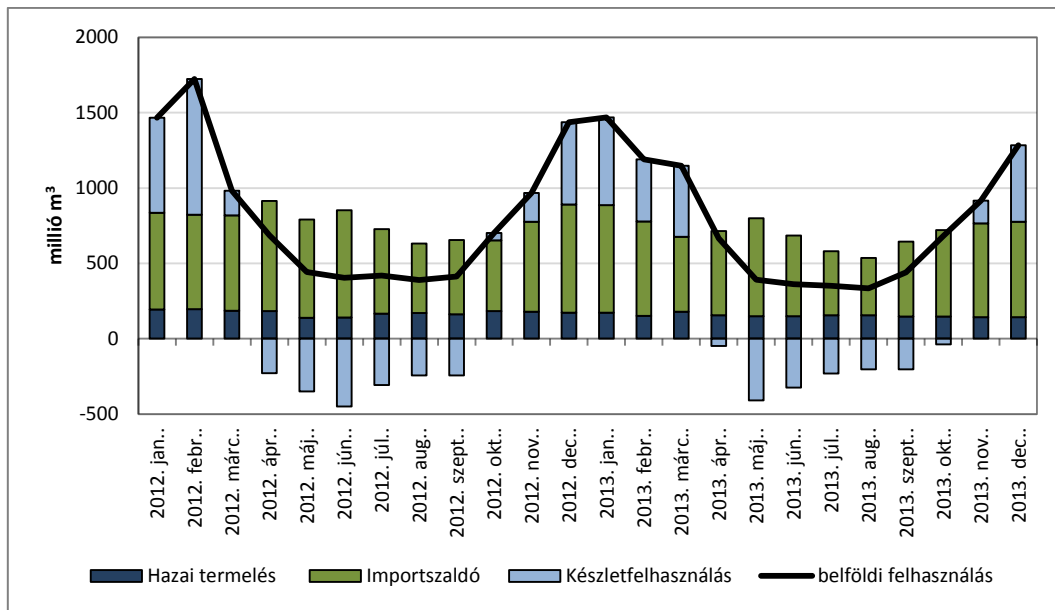
Forrás: MEKH, Földgázipari társaságok adatai

Az éves földgázfelhasználás 2006 óta tartó permanens visszaesése 2013-ban is folytatódott Magyarországon. Hazánk földgázigénye 2013-ban 9197 millió köbméterre zsugorodott, ami közelítőleg 800 millió köbméteres csökkenést jelent az előző évhez viszonyítva, a 2006-ban regisztrált abszolút csúcshoz képest pedig 4100 millió köbméterrel kevesebb földgázt használtak fel hazánkban.

A földgázfelhasználás visszaesésének döntő része a gázerőművek lecsökkent üzemeltetésének tudható be, 2013 első kilenc hónapjában az erőművi gázfelhasználás értéke 609 millió köbméterrel maradt el a 2012 azonos időszakában regisztrált értéktől. A gázigény-csökkenés másik – az erőművi felhasználásnál kisebb súlyú – faktora a fűtésigény csökkenése volt. 2012 utolsó három hónapjában 10,7, 7,3, illetve –0,5 °C-os átlaghőmérséklet alakult ki, míg 2013 utolsó negyedévét 13,2, 7,7, illetve 2,2 °C-os átlaghőmérséklet jellemezte. Az enyhébb időjárásból fakadóan 2013 negyedik negyedévében év/év alapon számítva a háztartások földgázfogyasztása 85 millió köbméterrel (7,6 százalékkal) csökkent.

A hazai földgáztermelés 2013-ban 1849 millió köbméterre (10,8 százalékkal) esett vissza a 2012-es 2073 millióról, míg a gázimport mennyisége 7298 millió köbméterről 6713 millióra (9 százalékkal) zsugorodott. A készletfelhasználás mértékében gyakorlatilag nem volt tapasztalható számottevő változás.

10. ÁBRA: A HAZAI FÖLDGÁZ-FORRÁSSZERKEZET ALAKULÁSA



Forrás: MEKH, Földgázipari társaságok adatai

A földgázfelhasználás visszaesésének köszönhetően bár 2013-ban abszolút értékben mind a hazai kitermelés, mind az gázimportszaldó mennyisége csökkent, a teljes gázfelhasználáshoz viszonyított részarányuk közelítőleg megegyezett a 2012-ben tapasztalttal. Így a hazai földgázfelhasználás forrásszerkezete 2013-ban gyakorlatilag a 2012-esnek megfelelően alakult. 2012-ben és 2013-ban hazánk gázimportfüggősége a volumet tekintve csökkent, az import gázigények ellátásában képviselt részaránya a kitermelés mérséklődése miatt nem csökkent.

2013-ban a legnagyobb mennyiségű, 6,32 milliárd köbméternyi földgáz Ukrajna felől a beregdaróci hálózati ponton keresztül érkezett hazánkba. Ez az érték 2,74 milliárd köbméterrel meghaladta a 2012-est, ugyanakkor Ukrajna 1,94 milliárd köbméternyi gázt Magyarországon keresztül importált.² A HAG vezeték átlagos kapacitáskihasználtsága viszont 2013-ban 69 százalékra esett vissza 2012-ben regisztrált 84 százalékról. A földgázfelhasználás, a földgázkitermelés, illetve a tározó készletfelhasználás változását korábban bemutattuk. 2013 végétől fizikailag lehetségessé vált a magyar-román interkonnektoron a kétirányú szállítás, ugyanakkor Magyarország irányába történő szállításra egyelőre nem került sor. Ugyanakkor hazánk virtuálisan vételezett 0,13 milliárd köbméternyi gázt Romániától, azaz ilyen mennyiségű, a román fél által lekötött gázt vásárolt meg, ennyivel csökkentve vezetéken keresztül a keleti határon kilépő tranzitgáz mennyiségét.

² 2013. december 31-ét követően Ukrajna nem importált gázt Magyarországon keresztül, hiszen a Gazprom jelentős árkedvezményt nyújtott az ukrán félnek.

2. TÁBLÁZAT: A HAZAI SZÁLLÍTÓVEZETÉKI FÖLDGÁZFORGALOM 2013-AS (ÉS 2012-ES) ALAKULÁSA
HÁLÓZATI PONTONKÉNT

Betáplálás	Milliárd m ³	Kiadás	Milliárd m ³
Beregdaróc (Ukrajna felől)	6,32 (3,58)	Hazai felhasználás	9,22 (10,0)
Mosonmagyaróvár (Ausztria felől)	3,79 (4,60)	Betárolás	1,73 (1,93)
Csanádpalota virtuális (backhaul) (Románia felől)	0,13 (N.A.)	Beregdaróc reverz (Ukrajna felé)	1,94 (0)
Kitermelés	1,84 (2,07)	Kiskundorozsma (Szerbia felé)	1,12 (N.A.)
Kitárolás	2,4 (2,59)	Csanádpalota (Románia felé)	0,25 (0,49)
		Drávaszerdahely (Horvátország felé)	0,22 (0,30)
Összesen	14,48	Összesen	14,48

Forrás: FGSZ

* Az adatok a tranzitot is tartalmazzák.

** Zárójelben a 2012-es értékeket adtuk meg.

A Paksi Atomerőmű bővítésének értékelése a hazai és az uniós villamosenergia-piaci folyamatok tükrében

Bevezetés

Jelen tanulmányunkban a Paksi Atomerőmű bővítésének kérdését vizsgáljuk meg a hazai és az uniós villamosenergia-piaci folyamatok tükrében. A tanulmány első részében a hazai villamosenergia-forrásszerkezetet elemezzük, végigtekintve a hazai erőműállományon, illetve bemutatva az áramimport mennyiségének változását. Majd megvizsgáljuk az uniós országok erőművi kapacitásainak várható változását 2025-ig, kitérve az egyes országok eltérő villamosenergia-termelési stratégiájára.

A tanulmány második részében röviden bemutatjuk a Paksi Atomerőmű bővítésének eddig megismert műszaki és pénzügyi paramétereit. Az erőmű-bővítés finanszírozási modelljét összehasonlítottuk három, a Paksi Atomerőművel a tervek szerint közel párhuzamosan épülő erőművel. A nemzetközi példák tanulságai alapján azonosítjuk az atomerőművi beruházások megtérülését befolyásoló legfőbb tényezőket.

Végül pedig alternatívavizsgálatot végzünk, amelynek keretében azt elemeztük, hogy milyen módon lenne helyettesíthető a tervezett atomerőmű-bővítés, hogyan lenne pótolható hazánk számára az új paksi blokkok által előállított villamos energia.

A hazai villamosenergia-forrásszerkezet

Atomerőmű

Hazánk egyetlen atomerőműve a négy blokkból álló, összesen 2000 MW beépített kapacitású Paksi Atomerőmű, amely 2012-ben a hazai villamosenergia-termelés 45,9, 2013-ban pedig az 50,7 százalékát adta. A négy paksi blokkot – amelyeken 2006 és 2009 között jelentős teljesítménynövelést hajtottak végre – gyakorlatilag már nem terheli tőkekölség, ily módon rendkívül alacsony áron, ez európai tőzsdei árnál olcsóbban képes villamos energiát szolgáltatni. Az erőmű 2012 és 2013 során 12,3-12,7 Ft/kWh-s (36–38 euró/kWh) áron értékesítette a megtermelt áramot, ami alatta marad az európai tőzsdei zsinórár 2013-as átlagának. A meglévő paksi blokkok újabb 20 évre történő üzemidő-hosszabbításához szükséges engedélyezési folyamatok, illetve műszaki munkálatok folyamatban vannak, a blokkokat várhatóan 2032 és 2037 között állítják le.

Szénerőművek

2013 végén két széntüzelésű erőmű termelt jelentős mennyiségű villamos energiát Magyarországon³, a 950 MWe beépített teljesítőképességű Mátrai Erőmű, illetve a 240 MWe beépített teljesítőképességű Vértesi Erőmű. (Az állandó hiányban lévő Tiszapalkonyai Erőművet, illetve a részben széntüzelésű Borsodi Erőművet a villamosenergia-rendszerirányító MAVIR kapacitásterve szerint 2015-ben végleg leszerelik.)

A 31,4 százalékos hatásfokú Mátrai Erőmű 2012-ben és 2013 első kilenc hónapjában is közelítőleg 73 százalékos kihasználtsággal üzemelt. Ennek következtében 2012-ben a hazai villamosenergia-termelés 17,8, 2013 első három negyedévében pedig 19,7 százalékát adta, amivel a Paksi Atomerőmű után a második legtöbb áramot szolgáltató erőmű volt Magyarországon. Az erőmű 51 százalékban a német RWE, 22 százalékban a szintén német ENBW, 25 százalékban pedig az MVM tulajdonában van. Az erőmű elsődleges tüzelőanyaga a visontai, illetve bükkábrányi külszíni fejtésű lignit (2012-ben a bevezetett primerenergia 88,4 százalékát tette ki), továbbá megújuló energiaforrásokat (biomassza, hulladék, összesen 9,2 százalék), földgázt (2 százalék), illetve olajat (0,5 százalék) is égetnek benne.⁴ Az erőmű magas kihasználtságát a jelen piaci viszonyok között alacsony működési költségének, az MVM-mel kötött hosszú távú áramátvételi szerződésének köszönheti, valamint annak, hogy nem terheli jelentősebb tőkeköltség. A működési költség alacsony szintje részben annak volt köszönhető, hogy a hazai, külszíni fejtésű lignit olcsó tüzelőanyagot biztosít (amelyet minimális, 2 százalékos kulcsú bányajáradék terhel), részben pedig az alacsony szén-dioxid kvótaáraknak, illetve a számára kiosztott ingyenes szén-dioxid kvótának. Jelentős piaci előnye származott az erőműnek abból is, hogy 2008-ban 2015-ig szóló hosszú távú áramvásárlási szerződést kötött az MVM Partner Zrt.-vel, amely a termelt energia 40 százalékát vásárolja meg a Mátrai Erőműtől. A hosszú távú áramvásárlási szerződés (a Csepeli Erőmű és a Budapesti Erőmű esetében is) újratárgyalás alatt áll⁵. Mindezeknek köszönhetően az erőmű 2012-ben 18 milliárd forint adózott eredményt ért el, és a 2012-es üzleti év alapján 20 milliárd forint osztalékot fizetett a tulajdonosainak.

A Mátrai Erőmű kapacitásának fenntartásával a Nemzeti Energiestratégia és a MAVIR kapacitásterve is hosszú távon számol. Az erőmű hosszú távú működését az is segítheti, hogy kormányzati nyilatkozatok szerint az MVM a közel jövőben tovább növelheti részesedését a Mátrai Erőmű Zrt-ben.

Magyarország másik működő, villamosenergia-termelő szénerőműve a mindössze 25,7 hatásfokú Vértesi Erőmű, amelynek fűtőanyaga a márkushegyi bányában kitermelt barnakőszén, illetve biomassa (ennek aránya 2012-ben 10,3 százalék volt). Az erőmű és a

³ A Bakonyi Erőmű elsődleges szerepe a hőtermelés, villamosenergia-hatásfoka rendkívül alacsony (2,8 százalék), így az áramtermelés szempontjából nem játszik számottevő szerepet.

⁴ Dr. Stróbl Alajos: A magyarországi villamosenergia-ellátás előző évi változásainak elemzése, 2013.

⁵ http://energiainfo.hu/cikk/megvizsgalnak_a_matrai_eromu_aramvasarlasi_szerzodeseit.29917.html, Letöltés: 2014 02.24.

bánya is veszteségesen működik, a munkahelyek fenntartása érdekében építették be a villamosenergia-árba az ún. „szénfillér” (szénipari szerkezetátalakítási támogatás). 2015-ben meg fog szűnni a széntüzelés az erőműben, és biomassza tüzeléssel fog tovább működni. Azaz 2015 után várhatóan a Mátrai Erőmű lesz hazánk egyetlen működő, villamosenergia-termelő szénerőműve.

Gázerőművek

2013 végén a magyar villamosenergia-rendszerben 4417 MW gázerőművi kapacitás volt, amiből az 50 MW-nál nagyobb gázerőművek névleges beépített teljesítőképessége közelítőleg 3512 MW-ot tett ki (3. táblázat).

3. TÁBLÁZAT: A HAZAI GÁZERŐMŰ-ÁLLOMÁNY ÖSSZETÉTELE

Gázerőművek	Villamosenergia-teljesítőképesség 2013 végén
Kombinált ciklusú gázturbina	1697 MW
Nyílt ciklusú gázturbina*	120 MW
Fűtőerőmű	485 MW
Termelő nagyerőművek összesen	2302 MW
Állandó hiányban lévő nagyerőművek	1210 MW
Kiserőművek ⁶	905 MW
Összesen	4417 MW

Forrás: Dr. Stróbl Alajos²

* A perces tartalékként funkcionáló nyílt ciklusú gázturbinás erőművek 2012-ben olajtüzeléssel működtek, illetve kihasználtságuk feladatuknál fogva minimális, így azokat a gázerőművek között nem tüntettük fel.

A nagyerőművek 3512 MW-os összes kapacitásából 1210 MW állandó hiányban van, ami azt jelenti, hogy ezen erőműveket ugyan még nem szerelték le, de termelésüket felfüggesztették. A rendkívül alacsony hatásfokú Dunamenti F (215 MW), illetve Tisza II Erőmű (900 MW) újbóli termelésbe állására nem lehet számítani, a Debreceni Kombinált Ciklusú Erőműnek (95 MW) 2016. július 1-ig kapott engedélyt a MEKH termelése szüneteltetésére.

A termelésben ténylegesen résztvevő gáztüzelésű nagyerőművek teljesítőképessége 2302 MW volt. Ebből 1697 MW magas hatásfokú kombinált ciklusú gázturbinás erőmű (Gönyűi Erőmű, Dunamenti G1-G2-G3, Csepeli Erőmű), 120 MW pedig nyílt ciklusú gázturbinás

⁶ A kiserőművek hiányos adatközlése miatt csak 2012-es adatok állnak rendelkezésre.

erőmű (a 2012-ben alig több mint 100 órát üzemelő, csúcserőműként funkcionáló Bakonyi GT). Az elsősorban hőt szolgáltató, így villamos energiát főként csak fűtési időszakban termelő fűtőerőművek állománya 485 MW teljesítőképességet jelent. Az 50 MW-nál kisebb teljesítőképességű gáztüzelésű erőművek állománya 2012 végén 905 MW teljesítőképességet biztosított. A magas hatásfokú gáztüzelésű kiserőművek kapcsoltan termelnek villamos energiát és hőt, így termelésük jelentős mértékben hőigényhez kötött, ami mellett a villamosenergia-rendszerirányításban is fontos szerepet tölthetnek be.

Megújuló villamosenergia-termelés

2012-ben Magyarországon összesen 788 MW volt a megújuló villamosenergia-termelő erőművek beépített teljesítőképessége⁷, ezek összesen 2648 GWh villamos energiát állítottak elő (4. táblázat).

4. TÁBLÁZAT: A HAZAI MEGÚJULÓALAPÚ VILLAMOSENERGIA-TERMELŐ ERŐMŰVEK TERMELÉSI ADATAI
2012-BEN

Erőműtípus	Beépített teljesítőképesség (MW)	Termelt villamos energia (GWh)
Szélerőművek	329	771
Biomassza erőmű	139	691
Vegyes tüzelés	184	619
Vízenergia	55	213
Biogáz-, depóniagáz- és szennyvízgáz erőmű	51	235
Naperőmű (háztartási méretű erőművekkel együtt)	12	8
Hulladékégetés megújuló része	18	111
Összesen	788	2648

Forrás: KÁT-beszámoló⁸

Ez a bruttó hazai végső villamosenergia-felhasználás 6,3 százaléka volt, ami csökkenést jelentett a 2010-es 7,1százalékhoz képest. A csökkenés mögött döntően a biomassza vegyes

⁷A szén-biomassza (esetleg hulladék vegyes tüzelésű erőművek esetében a megújulóenergia-termelés beépített teljesítőképessége a biomassza tüzelés részarányának (bevitt primerenergia részaránya) megfelelően került kiszámításra. A kommunális hulladék a MEKH számításai szerint megújuló energiának minősül.

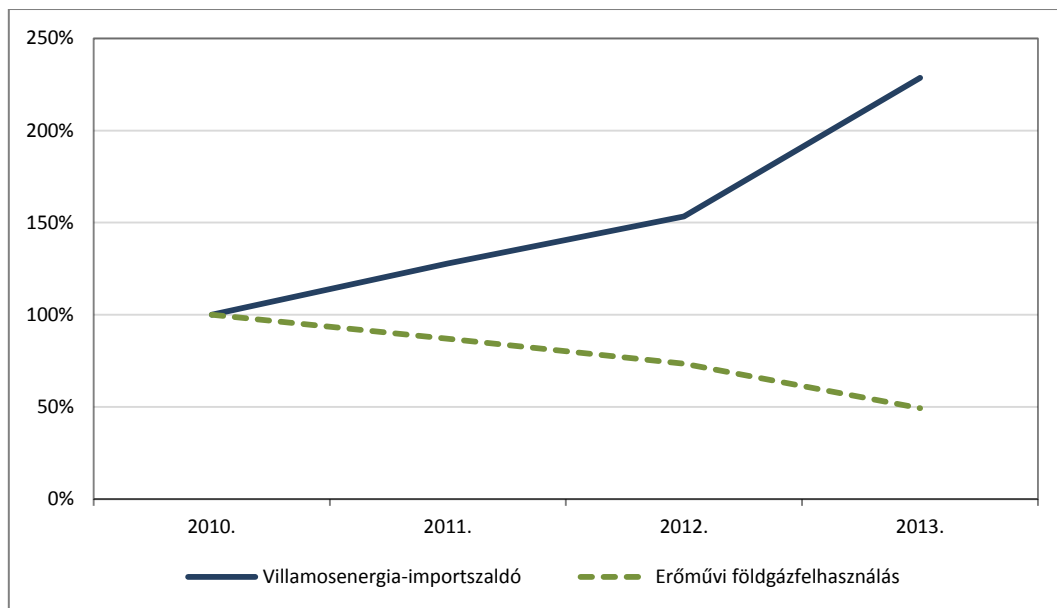
⁸ Beszámoló a megújuló alapú villamosenergia-termelés, valamint a kötelező átvételi rendszer 2012. évi alakulásáról, Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal, 2013.

tüzelés visszaesése állt, ami abból eredt, hogy az erőművek számára kiosztott KÁT-kvóta jelentős része 2012-re lejárt. Aggregált adatok 2012-re vonatkozóan állnak csak rendelkezésre, ugyanakkor megjegyezzük, hogy 2013-ban belépett a magyar villamosenergia-rendszerbe a Pannonpower 35 MWe teljesítőképességű, szalmatüzelésű erőműve, amely a termelt villamos energia mellett Pécs város távhőellátásában is fontos szerepet lát el.

Villamosenergia-import

2010 és 2013 között hazánkban a villamosenergia-importszaldó folyamatos növekedése volt megfigyelhető. Részaránya a hazai bruttó villamosenergia-felhasználás 12,2 százalékáról a 28,2 százalékára növekedett, mennyisége pedig 129 százalékkal emelkedett. A növekedést elsősorban az okozta, hogy az európai villamosenergia-árak 2011 második felétől kezdve jelentősen csökkentek, a megawattónkénti ár a 60 eurós szintről 40 euróig esett, ami jelentősen alacsonyabb, mint a hazai erőművek által termelt villamos energia átlagos ára.

11. ÁBRA: A VILLAMOSENERGIA-IMPORTSZALDÓ ÉS AZ ERŐMŰVI FÖLDGÁZFELHASZNÁLÁS ALAKULÁSA (2010=100%)

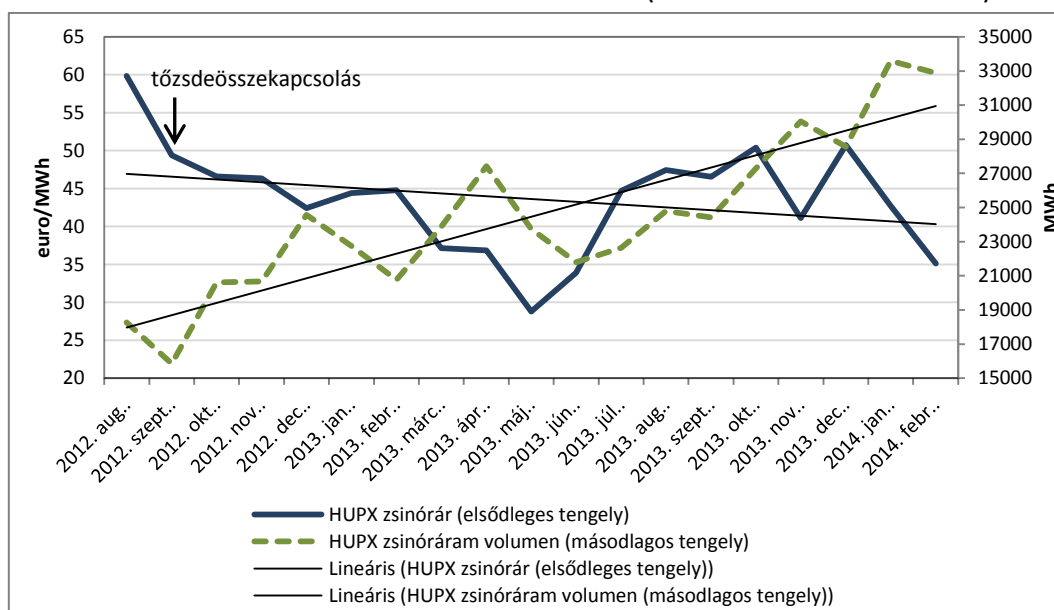


Forrás: MEKH, MAVIR, Századvég-számítás

Az olcsó importáram hazánkba történő áramlását 2012 szeptemberétől a régiós villamosenergia-tőzsdék összekapcsolása is segítette. A cseh, a szlovák és a magyar áramtőzsde összekapcsolása a 11. ábrán látható módon a magyar tőzsdei ár csökkenését, valamint a termékforgalom jelentős növekedését eredményezte. A másnapi szállítású villamosenergia-zsinórár a HUPX-en a tőzsdeösszekapcsolás előtt 60 euró/MWh volt. Az ár a szezonális hatásoktól eltekintve trendszerűen csökkent, átlagértéke 2014 első két

hónapjában 35–40 euró/MW-s szinteken alakult. A zsinórtermék forgalma pedig a tőzsdeösszekapcsolás óta eltelt időszakban napi 16–17 ezer MWh-ról 32–33 ezer MWh-ra, azaz a kétszeresére emelkedett. A csúcstermékkel együtt a másnapi szállítási áram tőzsdei forgalma 2014 első két hónapjában elérte az 50 ezer MWh-t, ami a bruttó hazai villamosenergia-fogyasztás közelítőleg 40 százaléka⁹. A tőzsdei forgalom növekedése a magyar fogyasztók számára pozitív, hiszen a likviditás növekedése segíthet az árak alacsony tartásában.

12. ÁBRA: A MAGYAR VILLAMOSENERGIA-TŐZSDE HAVI ÁTLAGOS ZSINÓRÁRA, ILLETVE ZSINÓRTERMÉK-FORGALMA (2012 AUG.–2014 FEBR.)



Forrás: HUPX, Századvég-számítás

Hangsúlyozzuk, a 2012–2013 folyamán meredeken emelkedő villamosenergia-importszaldó nem a hazai erőműállomány kapacitáshiányából fakadt, hanem abból, hogy az importáram lényegesen olcsóbb volt, mint a hazai erőművek által értékesített áram. A 12. ábrán látható, hogy a villamosenergia-import növekedése a hazai gázerőművek termelését szorította vissza (a Paksi Atomerőmű és a Mátrai Erőmű termelése gyakorlatilag nem változott), aminek következtében az erőművi gázfelhasználás értéke 2013-ban már csak a 2010-es értéke fele volt. Mivel tehát az áramimport lényegében gázimportot váltott ki, így előbbi felfutása nem növelte meg jelentősen a hazai energiafüggőséget.

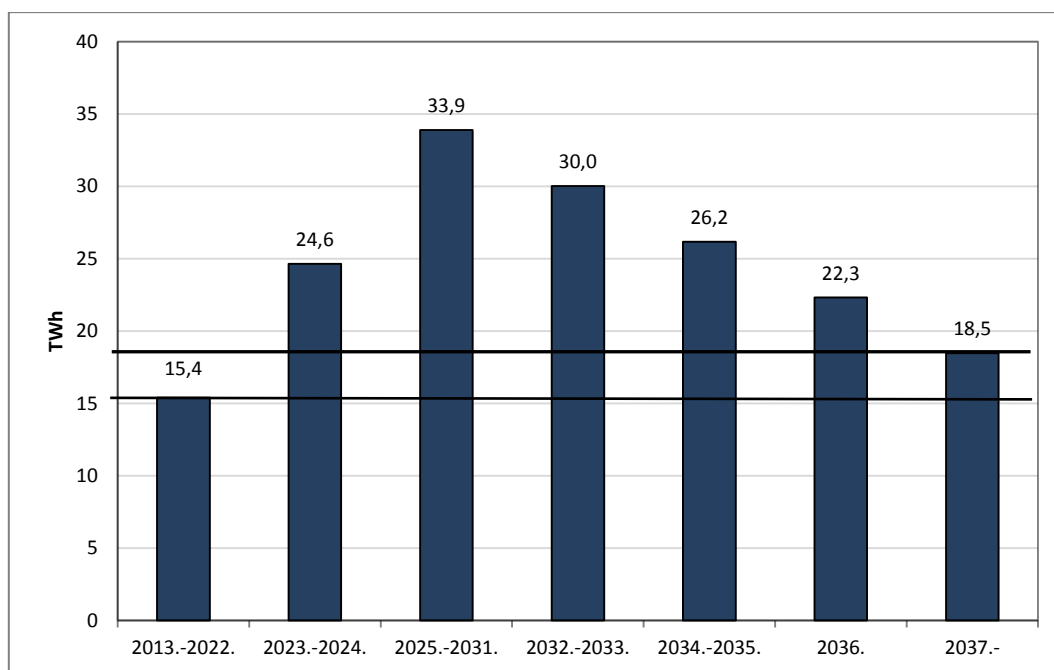
⁹ Mivel az egyes tőzsdei kötések nem fizikai áramokat jelentenek, adott mennyiségű villamos energia többször is „gazdát cserélhet”, illetve export ügyletek is köttetnek, így a tőzsdén vásárolt áram súlya a hazai villamosenergia-felhasználásban természetesen kevesebb, mint 40 százalékot tesz ki.

Az erőművi villamosenergia-termelés várható alakulása az Európai Unióban

A Paksi Atomerőmű bővítésének elsődleges célja a hazai villamosenergia-igények alacsony áron és tervezhető módon történő kiszolgálása. A Paksi Atomerőmű hat blokkjának együttes üzemelése idején a magyarországi erőműállomány várhatóan a hazai áramigényeket jelentősen meghaladó mennyiségű villamos energiát fog termelni. Ugyanakkor az Európai Unió az egységes villamosenergia-rendszer irányába halad, azaz a jövőben egy új erőmű tervezéskor már nem csak a hazai áramigények, illetve erőműállomány várható alakulását kell figyelembe venni, hanem a régiós, de mindinkább az uniós villamosenergia-piaci fejleményeket. A Paksi Atomerőmű bővítésének rentabilitása csak oly módon vizsgálható meg objektíven, ha felmérjük az uniós villamosenergia-igények, illetve az erőműállomány várható alakulását.

Az európai villamosenergia-piac elemzése előtt bemutatjuk, hogyan alakulna a Paksi Atomerőmű bruttó villamosenergia-termelése, amennyiben a régi és az új blokkok kihasználtsága is a 2013-as szinten alakulna. Megjegyezzük, 2012-ben és 2013-ban a kiadott áram (azaz a nettó villamosenergia-termelés) mennyisége a bruttó termelés 94 százaléka volt, azaz az erőmű önfogyasztása 6 százalékot tett ki. Feltételezzük, hogy az első blokk 2023-ban, a második pedig 2025-ben lép termelésbe, illetve, hogy a régi blokkok 2037-ig leállítják.

13. ÁBRA: AZ ATOMERŐMŰVI VILLAMOSENERGIA-TERMELÉS VÁRHATÓ ALAKULÁSA
MAGYARORSZÁGON



Forrás: Századvég-számítás

A Paksi Atomerőmű 2013-ban 15,4 TWh villamos energiát termelt. Amennyiben az első új blokk 2023-ban üzembe áll, a nukleáris villamosenergia-termelés 24,6 lehet, majd 2025-ben

a második új blokk termelésbe állásával 33,9 TWh-n tetőzhet. Ezt követően a régi blokkok leállításával 2037-ig fokozatosan 18,5 TWh-ra eshet vissza a Paksi Atomerőmű áramtermelése, azaz a 13 éves átmeneti időszakot követően a 2013-as értékhez képest mindössze 3,1 TWh-val fog növekedni nukleáris energiatermelés (13. ábra).

Az új paksi blokkok szempontjából kulcsfontosságú – elsősorban völgyidőszakokban tapasztalt alacsony fogyasztás idején – hogy milyen mennyiségű zsinóráram van az európai piacon. Az atomerőművek termelési költségének döntő részét a beruházási költség jelenti, magas kihasználtsággal, pontosan tervezhetően üzemelnek. Európában jelen piaci paradigmák mellett az atomerőművek mellett a szénerőművek tudnak magas kihasználtság mellett, alaperőműként üzemelni és jelentős, tervezhető mennyiségű zsinóráramot termelni.

A következőkben kitekintünk az európai erőműállomány 2025-ig való alakulására.

Atomerőművek az Európai Unióban

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

Atomerőmű-leállítások

A 2011-es fukusimai 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 2022-re 2010-hez képest közelítőleg 20 ezer MW atomerőművi kapacitás eshet ki a villamosenergia-rendszerből¹⁰.

Svájcban Fukushima-t követően felfüggesztették a három tervezett atomerőművi blokk építésének 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 szűnhet meg az alpesi országban¹¹. 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.

Épülő atomerőművek

Szlovákiában a 880 MW teljesítőképességű 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 leálló Fessenheim erőmű pótlását szolgálja¹¹.

¹⁰ Cserhádi András: A leépítők – osztrák, olasz, német, svájci és japán atomenergia, Magyar Nukleáris Társaság, 2012.

¹¹World Nuclear Industry Status Report 2013. <http://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/20130716msc-worldnuclearreport2013-hr-v4.pdf>

A Finnországban felépülő 1600 MW-os Olkiluoto 3 atomerőmű kivitelezését 2006-ban kezdte meg a kiírt tenderen győztes francia AREVA, amely vállalta, hogy négy év alatt 3 milliárd eurós fix áron építi fel az erőművet. A szerződés értelmében az AREVA a megrendelő fél számára rögzített beruházási költség mellett vállalta, hogy kifizeti az építkezés alatt a beruházás tőkeköltségét, továbbá az erőmű első két üzemanyag-feltöltését. 2011-ben már 2014-es indítást és 8,5 milliárd eurós költséget becsültek. Az üzemelés kezdetét jelenleg 2016-ra várják.^{12,13}

Tervezett atomerőművek

A Paksi Atomerőmű bővítése mellett az európai országok közül Nagy-Britannia és Finnország döntött új atomerőmű építése mellett, míg Lengyelországban a kormányzati szándék ellenére erős kérdőjelek övezik a nukleáris program beindítását.

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. A beruházás részleteit a tanulmány későbbi részében elemezzük. Finnországban az ország hatodik atomerőművi blokkja magánberuházásként épülhet meg. Az iparvállalatok és önkormányzatok által létrehozott Fennovoima Ltd. tender nélkül, tárgyalásos megállapodás után bízta meg a kivitelezéssel az orosz Roszatomot. Az 1200 MW-os blokk a tervek szerint 2024-ben kezdheti meg a termelést.¹⁴ 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 Mielnóba tervezett erőmű ügyében tartott helyi referendumon a szavazó polgárok 94 százaléka elutasította az atomerőmű építését. A nukleáris energiatermelés támogatottsága pedig 2012-re országos szinten 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 függ. 2014 januárjában a lengyel kormány elfogadta nukleárisenergia-programját, amely szerint 2024 és 2030 között összesen 6000 MW atomerőművet terveznek építeni^{11,15}.

Szénerőművek az Európai Unióban

A szénerőművek 2011–2012 óta ismét versenyképes áron képesek villamos energiát termelni Európában. Ennek két fő oka a rendkívül lecsökkent szén-dioxid kvótaár és az olcsó

¹² http://energiaklub.hu/dl/kiadvanyok/az_atomenergia_eselyei.pdf, Letöltés: 2014 03.03.

¹³ <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 03.03.

¹⁴ http://www.napi.hu/nemzetkozi_vallalatok/az_oroszok_atomeromuvet_epitenek_finnorszagban.572558.htm, Letöltés: 2014 02.10.

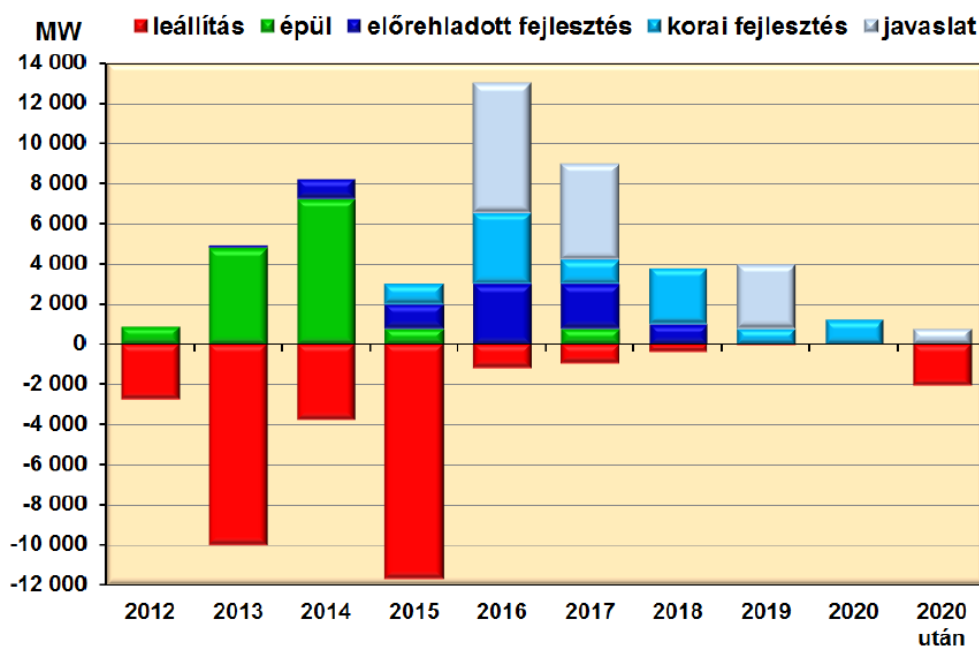
¹⁵ <http://www.napigazdasag.hu/kesz-a-lengyel-atomprogram/>, Letöltve: 2014 03.02.

amerikai importszén Európába történő benyomulása volt. Szintén közrejátszott a szénerőművek kedvező áron történő termelésében, hogy több országban kvótaderogációt kaptak a széntüzelésű egységek. Eközben pedig a gáz ára Európában folyamatosan emelkedett.

A jelenlegi, szénerőművek szempontjából kedvező piaci helyzet ellenére, 2012 és 2020 között a tervek szerint közel 32–33 ezer MW szénerőművi kapacitást szerelnek le, a legtöbbet Nagy-Britanniában, Franciaországban, Németországban és Lengyelországban.

Németországban viszont a leállított, illetve a tervek szerint leállításra kerülő atomerőművek által termelt áramot a megújulóenergia-termelés növelése mellett új szénerőművek építésével kívánják pótolni. 2012 őszén üzembe helyeztek három lignittüzelésű blokkot, 2013 és 2014 során pedig 8, összesen 8673 MW beépített teljesítőképességű feketeszén-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 szénerőmű kapacitás építése zajlik Lengyelországban (2000 MW) és Hollandiában (több mint 3000 MW).¹⁶

14. ÁBRA: SZÉNERŐMŰ-ÉPÍTÉSEK ÉS -LEÁLLÍTÁSOK AZ EU-BAN



Forrás: Dr. Stróbl Alajos¹⁶

Az uniós tagállamok jelenleg ismert erőműépítési terveit összegezve megállapítható, hogy 2025-ig, a második új paksi blokk tervezett üzembe lépéséig az Európai Unió atomerőművi és szénerőművi teljesítőképessége várhatóan csökkenni fog.

¹⁶ Dr. Stróbl Alajos: Az európai (ENTSO-E) villamosenergia-ellátás változásainak jelzése, 2013.

5. 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)

2025-ig az EU-ban 10–11 ezer MW új atomerőművi kapacitással számolhatunk, ugyanakkor a tervek szerint 2012 és 2025 között közel 23000 MW nukleáris teljesítőképességet fognak leszerelni. Azaz várhatóan 12–13 ezer MW-tal csökken az uniós atomerőművi teljesítőképesség. Szénerőművek terén is jelentős kapacitásdeficitre van kilátás. 2020-ig a tervek szerint 32–33 ezer MW egységet leszerelnek, míg 13–14 ezer MW építése vehető gyakorlatilag biztosnak. Emellett több mint 30 ezer MW szénerőmű kapacitás építése szerepel a tervek, elképzelések, illetve javaslatok között, azonban e projektek kimenetele bizonytalan (például a szén-dioxid kvótaár változásától is függ). Mivel a jelenleg alaperőműként üzemelő atomerőművek és szénerőművek beépített teljesítőképessége 2025-ig várhatóan jelentős negatívumot fog mutatni, így az új paksi blokkok e szegmensben nem telített piacra lépnek be.

Megújuló villamosenergia-termelés az Európai Unióban

A megújuló villamosenergia-termelés részaránya Európában folyamatosan növekszik. Míg az Eurostat adatai szerint 2004-ben az EU28 körében a bruttó villamosenergia-fogyasztás 14,3 százalékát adta a megújuló energiaforrásból származó áram, addig 2012-ben ez az arány elérte a 23,5 százalékot. Európában azok az országok járnak az élen megújuló villamosenergia-termelésben, amelyeknek ebből a szempontból kedvezőek a természeti adottságaik és/vagy amely államok rendkívül magas támogatást biztosítanak e technológiák számára. Például 2012-ben Lettországból és Ausztriából a villamosenergia-termelés 60 százaléka vízerőművekből származott. Míg szélenergia tekintetében Dánia volt az első, 43,3 százalékkal, Portugáliában pedig ez az érték 30,8 százalék volt. Az ENTSO-E tagállamainak (az uniós tagállamok mellett Svájc, Norvégia, Izland, Macedónia, Szerbia, Bosznia-Hercegovina és Montenegró is tagja) adatait elemezve szembevetve, hogy 2012-ben a megújuló villamosenergia-termelés 59 százalékát vízerőművek adták, amelyek kapacitás-növelési potenciálja és a kapacitásnövelés realitása (jelentős részben környezetvédelmi okokból) messze elmarad szél- és naperőművekéitől.

Az EU 20-20-20 stratégiája szerint 2020-ra az Európai Unióban a megújulóenergia-termelés arányának el kell érnie a bruttó végső energiafogyasztás 20 százalékát. Az Európai Bizottság

Európai Parlamentnek és Tanácsnak – mint törvényhozó szerveknek – szóló közleményében kezdeményezte, hogy 2030-ra a megújulóenergia-termelés részarányára vonatkozó célérték 27 százalékra növekedjen. A bizottság számításai szerint az említett uniós szintű célérték elérése esetében a megújuló villamosenergia-termelésnek a teljes áramfogyasztáshoz viszonyított részaránya 2030-ra elérheti a 45 százalékot.

Az ambiciózus célkitűzés mellett azonban a közlemény radikális állásfoglalást tett a megújulóenergia-termelés támogatását illetően. A Bizottság álláspontja szerint 2020 és 2030 közötti időszakban teljesszűően ki kell vezetni a fejlettnak tekinthető, érett megújulóenergia-termelő technológiák támogatását. Ugyanakkor az új típusú, éretlen technológiák – amelyek költséghatékony módon járulhatnak hozzá a megújulóenergia-termelés növeléséhez – támogatását továbbra is engedélyezi. A változtatást azért javasolja a bizottság, mert véleménye szerint a nemzeti (a fogyasztói árakba beépített) támogatási rendszerek hatására megnövekedett megújulóenergia-termelés akadályozza a piaci integrációt és csökkenti a költséghatékonyt, továbbá mérsékli a hagyományos termelőegységekbe való beruházási hajlandóságot, amelyek éppen a megnövekedett, hektikusan változó mennyiségű megújulóáram-termelés miatt a rendszerbiztonság szempontjából kulcsfontosságúak.¹⁷

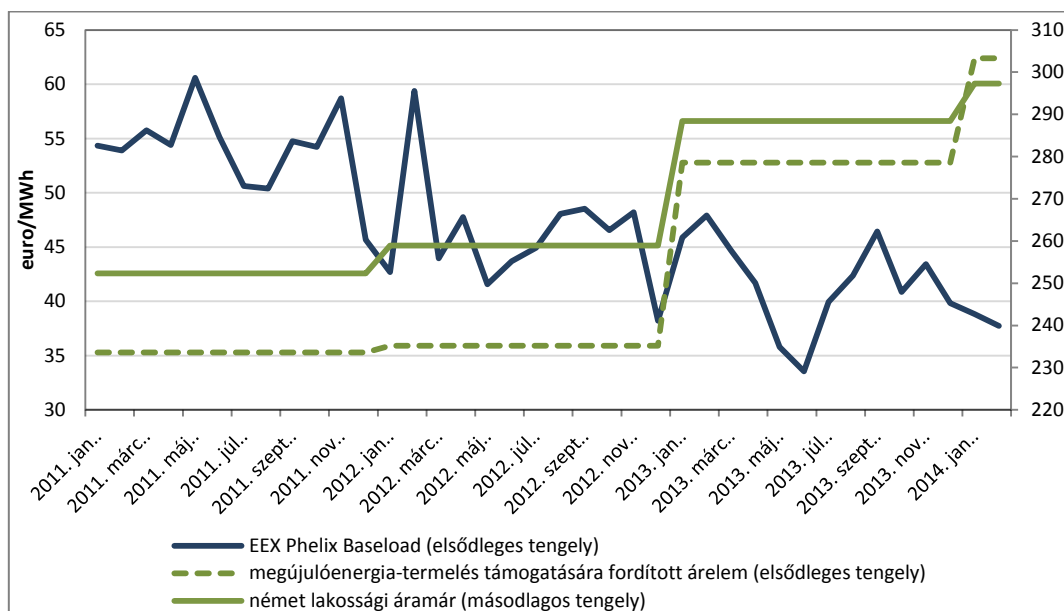
A megújulóenergia-termelés fogyasztói árakon keresztül történő túlzott mértékű támogatása a villamosenergia-árak tekintetében komoly piaci anomáliához vezetett, amelynek iskolapéldája Németország. Ugyanis Németországban a megújulóenergia-termelés mértéke a folyamatosan növekedő támogatás hatására 2011 és 2013 között ugrásszerűen megnövekedett, aminek köszönhetően a tőzsdei áramár a 2011-es 55–60 euró/MWh-ról 2014 első két hónapjára 40 euró/MWh alá csökkent. Ezalatt a lakossági fogyasztói árakba egyre magasabb mértékű megújulóenergia-támogatás épült be, az ún. *EEG Umlage* értéke a 2011-es 35,3 euró/MWh-ról 2013-ra 52,3, 2014-re pedig 62,4 euró/MWh-ra nőtt. Így 2013-2014-ben több mint másfélszer annyit kell fizetnie a háztartásoknak a megújuló energia támogatása céljából, mint amennyi az áram nagykereskedelmi ára. Ennek következtében hiába csökkent közel 50 százalékkal a tőzsdei áramár, elsősorban a szél- és naperőművek támogatása miatt a háztartási villamosenergia-ár¹⁸ közel 18 százalékkal növekedett (15. ábra). A villamosenergia-árnak számos összetevője van (rendszerhasználati díj, energiaadó, koncessziós illeték, kapcsolt energiatermelés támogatása, stb.), amelyek szintén folyamatosan változnak, ugyanakkor az ábrát elemezve szembeűnő, a lakossági áramár változásának mintázata lényegében leköveti a megújulóenergia-támogatások változását, azaz a lakossági áramár változások legűőbb mozgatója e támogatások mértékének változása volt. Megjegyezzük, hogy a 15. ábrán csak a megújulóenergia-termelésre fordított közvetlen támogatást tüntettük fel, például az északi-tengeri szelerőmű-állomány növekedő termelése

¹⁷ A bizottság közleménye az Európai Parlamentnek, a Tanácsnak az Európai Gazdasági és Szociális Bizottságnak és a Régiók Bizottságának, 2014.

¹⁸ Évi 3500 kWh-s villamosenergia-fogyasztású háztartás esetében.

miatt szükségessé vált belföldi átviteli hálózati infrastruktúra fejlesztésének finanszírozását szolgáló ún. *Offshore-Umlage* értékét (2014-ben 2,5 euró/MWh) nem vettük figyelembe.

15. ÁBRA: A NÉMET TŐZSDEI ZSINÓRÁR, A MEGÚJULÓENERGIA-TÁMOGATÁS, ILLETVE A HÁZTARTÁSI ÁRAMÁR VÁLTOZÁSA



Forrás: Reuters, Statista, Századvég-számítás

A jelenlegi anomália – amelyben a nagykereskedelmi ár a nem támogatott erőművek termelési költségeit sem fedezi (17. ábra), illetve amelyben a lakosság a piaci áramár közel kétszeresét kénytelen támogatás formájában megfizetni – nem tartható fenn.

A német példa megmutatta a megújulóenergia-termelés túlzott mértékű támogatásának káros következményeit. Ez a többi tagállam számára intő jel lehet, amelynek következtében kérdéses a megújulóenergia-termelés jelenlegi ütemben történő bővülésének folytatása.

A nap- és szélenergia-termelés rendkívüli nagy hátránya, hogy időjárásfüggő és hektikus, a kiadott áram mennyisége napon belül a napelemek ciklikus termelésén felül is markáns ingadozást mutathat. Ily módon folyamatos szabályozást igényel a rendszerirányító részéről, hogy biztosítani tudja a termelés és fogyasztás egyensúlyát. A megújulóenergia-termelők által megadott menetrendtől való eltérés miatt kiegyenlítő energiára van szükség, amelynek költsége beépül a fogyasztói árakba. A kiegyenlítő energiát szabályozó erőművek termelése, illetve importáram biztosíthatja. Európában a megújulóenergia-termelés növekedése egyre nagyobb mennyiségű szabályozó kapacitás rendszerbe állítását igényli. Emellett az időjárásfüggőségből fakadóan a megújulóenergia-termelésben – elsősorban a napelemek

esetében – szezonális hiány, illetve többlet is felléphet, amely szintén nagy kapacitású hagyományos erőműállomány rendszerben tartását igényli.

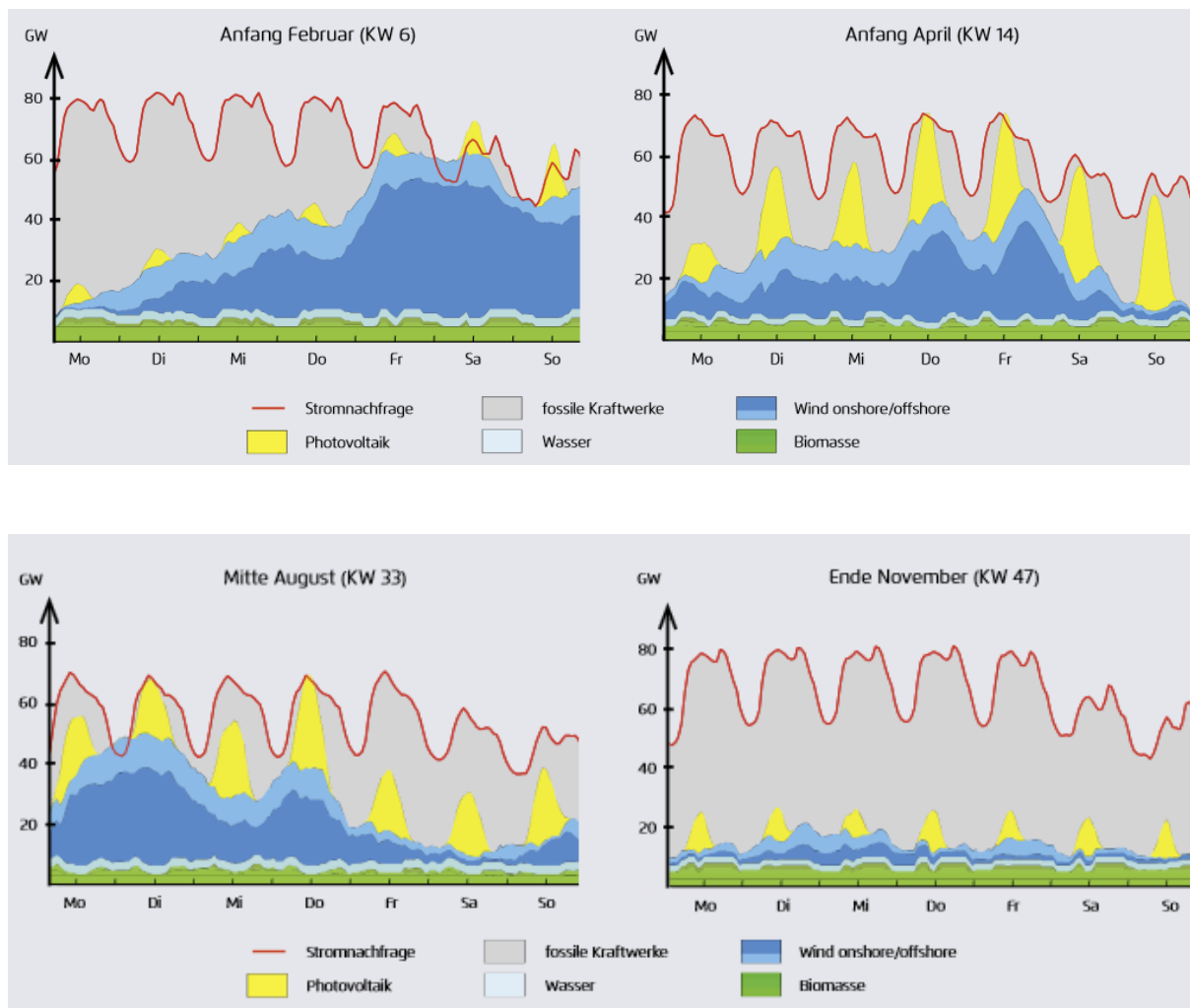
Ugyanakkor éppen a nap- és szélerőművek megnövekedett termelése következtében egyre inkább kiszorulnak a hagyományos erőművek, elsősorban a rendszerszabályozásban nélkülözhetetlen rugalmas gázerőművek. Az előbbi jelenségeket jól szemlélteti a következő ábrarozat, amely azt mutatja meg, hogy különböző, szezonálisan jellemző időjárási körülmények között hogyan alakulhat a német villamosenergia-kereslet, illetve a villamosenergia-termelés összetétele.

A 16. ábrán látható szimuláció szerint egy jellemző 2022.¹⁹ február eleji hétköznap, amikor a napelemek termelése nem jelentős, illetve szélcsend van, a 80 GW körüli csúcsigények kielégítése 40–60 GW (40–60 ezer MW) fosszilis erőmű rendelkezésre állását fogja igényelni. Ugyanakkor a hétvégén tapasztalható lecsökkent áramigény, és egy az országon (főleg a tengerparton) végigsöprő szélvihar esetében a hétvégi napokon akár teljesen ki is szorulhatnak a termelésből a fosszilis erőművek. A nyári hónapok során, a megnövekedett naperőművi termelés következtében rendkívül alacsony kihasználtsággal üzemelhetnek a hagyományos erőművek, szeles időben még csúcsfogyasztás idején is kiszorulhatnak a termelésből. Éjszaka, mélyvölgy időszakban pedig még szélcsendes időben is csak 20–30 GW kapacitású hagyományos erőmű üzemelhet. Az utolsó alábrán az is látható, hogy egy késő őszi időszakban (novemberben), amikor a napelemek termelése gyenge, illetve, amennyiben szélcsend uralkodik, gyakorlatilag kizárólag fosszilis erőműveknek (vagy importnak) kell kiszolgálnia a német energiaigényeket.

Nagy mennyiségű kihasználatlan kapacitás fenntartása a veszteségre ítélt termelés mellett erősen megkérdőjelezhető.

¹⁹ Azért vizsgálendő a 2022-es év, mert az eredeti tervek szerint ebben az évben szerelik az utolsó, még működő német atomerőművet.

16. ÁBRA: A VILLAGENERGIA-KERESLET, ILLETVE A VILLAGENERGIA-TERMELÉS ÖSSZETÉTELE SZEZONÁLISAN JELLEMZŐ IDŐJÁRÁSI KÖRÜLMÉNYEK KÖZÖTT NÉMETORSZÁGBAN, A 2022-ES TERMELÉSSZERKEZETET SZIMULÁLVA



Forrás: 12 Thesen zur Energiewende, Agora Energiewende, 2012.

Mivel azonban szerte Európában növekszik a megújulóenergia-termelő kapacitások állománya, így a hagyományos erőművek alacsony kihasználtság mellett való fenntartása, illetve a szintén az időjárásfüggő termelés indukálta átviteli hálózat-bővítés költsége valamennyi európai fogyasztót terhelni fogja.

Az Európai Bizottság e problémát felismerve indítványozta a megújulóenergia-támogatás említett módosítását. Emellett az Európai Tanács 2013 májusában felszólította az Európai Bizottságot, hogy készítsen iránymutatást a kapacitákszabályozó mechanizmusokkal kapcsolatban²⁰. E kapacitákszabályozó mechanizmusok révén biztosítottá válna a rendszerszabályozásban nélkülözhetetlen erőművek piacon maradása, és kiszámítható környezet alakulna ki a beruházók számára, ugyanakkor ennek költsége beépülne a fogyasztói árakba.

²⁰ Kinstellar Energiajogi Hírlevél, 2013. május.

Ez a piaci, illetve rendszerszabályozási probléma az időjárásfüggő áramtermelés bővülésével Európa más országaiban is jelentkezik/jelentkezni fog. A megújulóenergia-termelésnek a villamosenergia-rendszer egyensúlyára való negatív hatása egészen addig problémát fog okozni, amíg az áram gazdaságos, nagy mennyiségben történő tárolása nem válik megoldottá.

Több uniós tagállam is lépésekre szánta el magát a megújulóenergia-támogatás növekedésének lefékezése érdekében. A német kormány 2014 januárjában úgy döntött, hogy augusztustól a jelenlegi 170 euró/MWh-ról 120 euró/MWh-ra csökkenti az újonnan telepített megújulóenergia-termelő egységeknek fizetett garantált átvételi árat. A fogyasztói árak, illetve a villamosenergia-rendszerbiztonság érdekében az állam évi maximum 2500 MW szárazföldi és 6500 MW tengeri szélerőmű-kapacitásra nyújt teljes értékű támogatást. Csehország, Szlovákia és Spanyolország, ahol a napelemek mennyisége ugrásszerűen növekedett, különadót vetett ki a napelemek által termelt villamos energiára.

A megújulóenergia-termelés mellett érvként szokták felhozni, hogy a technológiai fejlődés, illetve a technológia elterjedése következtében annak ára folyamatosan csökken. Kérdéses, hogy ez az árcsökkenési ütem meddig tartható fent, például az ipari színesfémek árának növekedése esetén.

Gázerőművek az Európai Unióban

A gázerőművek a 2000-es években aranykorukat élték, azonban a villamos energia és a földgáz árában bekövetkezett radikális változás, illetve az európai energiapolitika irányvonala 2013-ra versenyképtelenné tette őket.

Ugyanis a villamosenergia-termelő gázerőművek kihasználtságát, termelését, versenyképességét elsősorban a gáz és a villamos energia árának viszonya határozza meg. Az európai tőzsdei gázár és a csúcsfogyasztás idején kialakult villamosenergia-ár²¹ átlagának hányadosa negyedévenként vizsgálva 2010 utolsó negyedéve óta növekszik, 2012-ben 42 és 49, 2013-ban pedig 49–64 százalék között változott²² (17. ábra).

Belátható, hogy ilyen arányok mellett a gázerőművek nem üzemeltethetők gazdaságosan. Hiszen egy modern, 55 százalékos hatásfokú kombinált ciklusú gázerőmű esetében még a folyó költségek fedezéséhez is szükség van arra, hogy a földgáz és a villamos energia árának aránya 45 százalék alatt legyen. Ilyen körülmények között a gázerőművek számára csak akkor lehet gazdaságos a működés, ha hosszú távú gázszereződéssel rendelkeznek, ha jelentős

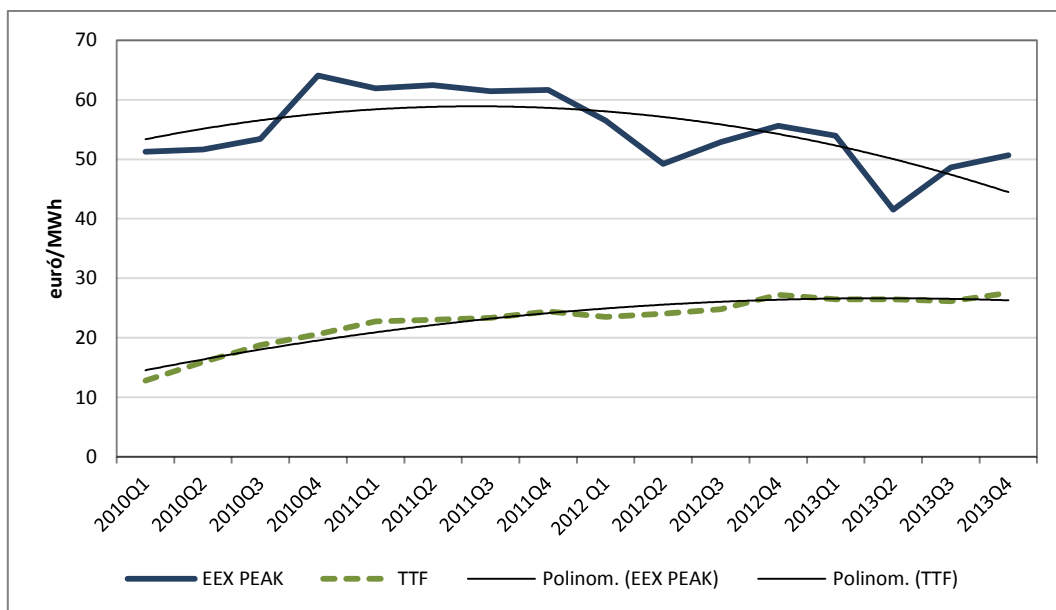
²¹ Benchmarkként a TTF, illetve az EEX Phelix-árfolyamokat alkalmaztuk.

²² Amennyiben a villamos energia zsinórárát vizsgáljuk, akkor a gázerőművek számára még kedvezőtlenebb piaci helyzet ismerhető fel.

mennyiségű hőt is értékesít, illetve, ha részt vehet a rendszerszintű szolgáltatások nyújtásában.

Az előző gondolatmenetből következően az európai gázerőművek akkor válhatnak ismét versenyképesé, ha a földgáz- és a villamosenergia-ár aránya radikálisan csökken. Ehhez a villamosenergia-árak markáns növekedéséhez és ezzel párhuzamosan a földgázárak radikális csökkenéséhez lenne szükség. Míg a villamosenergia-árak esetében hosszú távon növekedés prognosztizálható (lásd a Villamosenergia-árak alfejezetben), addig egyelőre nem látni az európai gázárak radikális csökkenése irányába ható tényezőket, lehetőségeket.

17. ÁBRA: A TTF ÉS AZ EEX PHELIX PEAK ÁRÁNAK NEGYEDÉVENKÉNTI ALAKULÁSA



Forrás: Reuters, Századvég-számítás

Mivel Európa konvencionális földgázforrásokban szegény, így jelentős gázimportra szorul, elsősorban Oroszország irányából. Elméletileg két mód nyílna arra, hogy csökkenjenek az európai gázárak: egy amerikaihoz hasonló palagáz-forradalom, illetve az európainál lényegesen olcsóbb amerikai földgáz LNG formájában történő importja. Európa ugyan jelentős nem konvencionális földgázkészletekkel rendelkezik, ugyanakkor jelentős volumenű kitermelés egyelőre egyik európai országban sem zajlik. Bár a szabályozási korlátok egy része lebontásra került, hiszen az Európai Bizottság 2014-es közleményében hitet tett a nem konvencionális szénhidrogének unión belüli kihasználása mellett, valamint a tagállamokra bízta a döntést arról, hogy kívánna-e élni a területükön esetlegesen található nem konvencionális gáz hasznosításáról. Ugyanakkor a bizottság felhívta a figyelmet arra, hogy 2030-ra legfeljebb 3 százalékos mértékű részesedést lát elérhetőnek a nem konvencionális szénhidrogének számára az uniós energiamixben¹⁷. A bizottság véleménye is alátámasztja

tehát, hogy Európában vélhetően nem számolhatunk egy amerikaihoz hasonló palagáz-forradalommal és az ezt kísérő radiális árcsökkenéssel.

Az 2. ábra szerint – ahogyan megállapítottuk – az amerikai Henry Hub gáz ára 2012–2013 döntő részében lényegesen alacsonyabb volt, mint az európai TTF-ár. Ugyanakkor a szállítási költségeket (cseppfolyósítás, szállítás, újragázosítás) is figyelembe véve az említett időszakban már csak 15-20 százalék volt az amerikai gáz árelőnye, ami az európai export megindulása következtében vélhetően tovább csökkenne. 2014. január-február folyamán viszont a Henry Hub ára drasztikus emelkedésbe, a TTF viszont csökkenésbe kezdett, aminek eredményeképpen a szállítási költségekkel együtt az amerikai gáz ára bizonyos napokon meghaladta az európaiat. (Az árak közeledését okozó folyamatokat korábban ismertettük.) Azaz levonható a következtetés, hogy az amerikai gáz Európába történő szállítása átlagos időjárási viszonyok között sem eredményezne jelentős árcsökkenést az európai gázárakban, sőt az időjárásbeli, illetve a devizaárfolyamok változása okozta kockázatok időnként anulálhatják az árelőnyt.

A Paksi Atomerőmű bővítésének legfőbb paraméterei

A Paksi Atomerőmű bővítésével a tanulmány lezárásának időpontjáig (2014. március 7.) a következő legfontosabb információk voltak 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.
- A blokkok a tervek szerint 2023-ban, illetve 2025-ben lépnek üzembe.
- A beruházás költsége előreláthatólag 12 milliárd euró lehet.
- A költségek 80 százaléka (maximum 10 milliárd euró) 32 éves lejáratú államközi hitellel lesz fedezve, amit 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.

Nemzetközi atomerőművi beruházások elemzése

A következőkben bemutatunk három atomerőművet, amelyek építése 2010-et követően kezdődött meg vagy fog megkezdődni. A brit beruházás vizsgálata azért kiemelt fontosságú, mert ennek ismeretében objektívebben ítélni lehet a gazdasági válság, illetve a fukusimai 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.

Hinkley Point C (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 jutnak 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 (ennek megfelelő 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 elkezdheti a Sizewell C erőmű építését. A garantált átvételi árat pedig az inflációhoz indexálják.

Összehasonlításképpen megemlítjük, a brit tőzsdei (APX) zsinórár 2013-ban 48-55 euró/MWh volt, a német tőzsdei (EEX) zsinórár pedig 41-42 euró/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 euró/MWh fölé, a jelenlegi brit ár 2,5–3-szorosára fog emelkedni. 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 szemben²³.

Akkuyu (Törökország)

Törökország és Oroszország 2010-ben kötött államközi megállapodást, amely alapján az orosz állami vállalat, a Rosatom 4, egyenként 1200 MW kapacitású VVER blokkból álló atomerőművet épít az anatóliai Akkuyuban. 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

²³ 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: 2014.03.05.

(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 közsférához. A konstrukció értelmében az erőmű a Roszatom 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 adó formájában befizeti a török kormánynak. Az építés várhatóan 2015-ben kezdődhet meg.

Barakah (Egyesült Arab Emírségek)

Az Egyesült Arab Emírségek által 2009-ben kiírt nemzetközi tendert a koreai KEPCO konzorcium nyerte meg, 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 magába foglalta a beszerzés és az építés költségét, az üzemeltetés és a karbantartás kezdetben történő támogatását, valamint a kétszeri üzemanyag feltöltést. Kiemelendő, hogy a szerződésben a költségek döntő részét fix áron rögzítették. 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 projekt finanszírozása a kezdeti elképzelésekhez képest jelentősen módosult. Az eredeti terveknek megfelelően a projektet a koreai export-import bank, az amerikai export-import bank, az Abu Dhabi kormány és kereskedelmi bankok finanszírozták volna, de a részvevő emírségekbeli energiacég (ENEL) a magas terhek miatt a hitel mértékének csökkentését eszközölheti. Az erőmű által megtermelt villamos energia átvételi áráról egyelőre még nem született megállapodás²⁴.

A 6. táblázatban összehasonlítottuk a három ismertetett atomerőművi beruházás finanszírozási konstrukcióját az új paksi blokkokéval.

A magyar, illetve a brit és török modell közti alapvető különbség, hogy a Paksi Atomerőmű esetében az erőmű tulajdonosa a 100 százalékos állami tulajdonban lévő MVM Zrt. lesz, 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 2–2,5-szer magasabb garantált átvételi árak biztosítják, míg az adósságteher a megbízó államokat nem terheli. A török erőmű a 15 éves kontraktus lejártá 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 arab erőmű esetében nemzetközi tender került meghirdetésre.

²⁴ 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 03.03.

6. TÁBLÁZAT: AZ ÚJ PAKSI ATOMERŐMŰ, A HINKLEY POINT C ÉS AZ AKKUYU ATOMERŐMŰ FINANSZÍROZÁSI
MODELLJÉNEK ÖSSZEHASONÍTÁSA

Erőmű	Paks 2	Hinkley Point C	Akkuyu
A beruházási szerződés megkötésének éve	2014	2013	2010
Tulajdonos	hazai tulajdon	35 évig az EDF vezette konzorcium	Rosztatom
A projekt finanszírozása	80 % orosz állami hitel (átlag 4,5 %-os kamat), 20% magyar önerő	A konzorcium tagok saját tőkéje, a brit államot nem terheli 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	nem ismert	áramfogyasztók	áramfogyasztók
Beruházó cég kiválasztásának módja	államközi megállapodás	nemzetközi tender	államközi megállapodás

Forrás: Századvég-szerkesztés

Az atomerőmű-építés megtérülését befolyásoló legfőbb tényezők

Az atomerőműveket viszonylag magas beruházási költség és rendkívül alacsony működési költség jellemzi. Ebből következően az erőmű fajlagos beruházási költsége, illetve a finanszírozáshoz szükséges forrás költsége rendkívül meghatározó tényező. Emellett döntő befolyással bír a beruházás megtérülésére a villamosenergia-ár, amelyen az erőmű értékesíti az áramot.

Beruházási költség

Mint azt kiemeltük, az atomerőművek termelési költségének döntő részét a beruházási költség jelenti. Az új paksi blokkok esetében a beruházási költséget közelítőleg 12 milliárd euróra tervezik. A költségek 80 százalékát fedező orosz államközi hitel átlagos kamatterhe a 32 éves futamidő alatt átlagosan 4,5 százalék lesz, ami igen kedvezőnek mondható, hiszen a pénzpiacon a paksi projekt vélhetően nem jutott volna ilyen alacsony kamatú, hosszú távú finanszírozáshoz. A költségek növekedését eredményezheti, ha időbeli csúszás következik be

az építés során. Például 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 részét ez esetben is rögzítették a szerződésben. A Hinkley Point C esetében a szerződés ugyancsak a kivitelező konzorciumra terheli a kockázatot, ugyanakkor a kockázatot a magas átvételi árba jelentős részben beépítették. A példák rámutattak a költségtúllépésből eredő kockázatok kezelésének fontosságára.

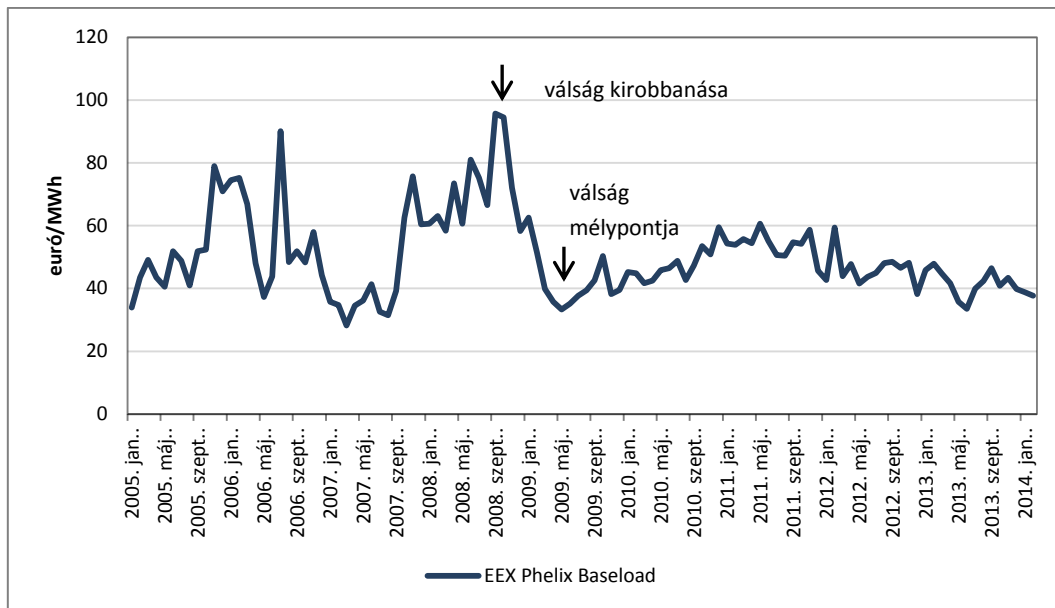
Villamosenergia-árak

Több publikációban olvasható az az állítás, hogy az új atomerőművek a magas beruházási költségükből kifolyólag a jelenlegi tőzsdei villamosenergia-árak mellett nem termelnek versenyképesen. Ezekben a publikációkban közös az a teljesen megalapozatlan és szakmaiságot nélkülöző feltételezés, hogy 2025-ben az európai villamosenergia-árak a 2013-as szintjükön maradnak, illetve egy 2025-re megépülő atomerőmű jelenlegi villamosenergia-piacon való elhelyezése hibás következtetésekhez vezet.

Hiszen egyrészt a historikus adatokat tekintve (18. ábra) látható, hogy a válság előtt, konjunkturális időszakban, a jelenleginél akár több mint kétszer magasabb árak is jellemzőek voltak, másrészt a 2013-as áramárak számos tényező egy irányba való hatásának eredményeként, illetve a piacot torzító támogatási rendszereknek köszönhetően alakultak ki, azonban ezek jövőbeli változása bizonytalan.

A 18. ábrán látható, hogy a villamos energia havi átlagos zsinórára a német áramtőzsdén (benchmarkként az Európában meghatározó lipcsei villamosenergia-tőzsde árfolyamát tekintettük, amelyhez a vele összekapcsolt tőzsdék árai igazodnak) 2005–2006 folyamán megawattónként 40–80 euró között ingadozott, majd a 2007-es év eleji visszaesést követően ugrásszerű emelkedésbe kezdett, és 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. Ezután azonban a villamosenergia-árak trendszerű csökkenése volt megfigyelhető, 2013 végén–2014 elején 40 euró/MWh-s ár jellemezte a nagykereskedelmi piacot.

18. ÁBRA: A VILLOMOSENERGIA-ZSINÓRÁR ALAKULÁSA A LIPCSEI ÁRAMTŐZSDÉN



Forrás: Reuters, Századvég-számítás

A 2011 végi értékhez képesti 30 százalékot meghaladó árcsökkenés alapvetően a következő okokra vezethető vissza:

Egyrészt a recesszió újabb hullámának következtében csökkent a fogyasztás, ennek következtében pedig az ipari és egyéb termelés, ami az európai villamosenergia-kereslet csökkentését, és a szén-dioxid kvótaárak esését eredményezte.

Másrészt 2012–2013 során az európai megújulóenergia-termelés folyamatos felfutása volt megfigyelhető, ami lenyomta a tőzsdei árakat, miközben e beruházások megtérülését egy másik csatornán a fogyasztói árakba beépített támogatás révén biztosították. (A támogatási rendszer okozta piaci anomáliát a Németország példáján keresztül bemutattuk).

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 széndioxid-kvótaár volt megfigyelhető, amely radikális csökkenést mutatott a válság alatt. A kvótaár 2012–2013 folyamán folyamatosan 5 euró alatt tartózkodott, csak 2014 februárjában emelkedett ismét 6 euró fölé).

Az említett villamosenergia-árat befolyásoló tényezők 2014-et követő alakulása bizonytalan, a várható folyamatok eredője hosszú távon az áremelkedés irányába mutat.

Az európai gazdaságok várható növekedése a javuló energiahatékonyságot figyelembe véve is a villamosenergia-kereslet emelkedéséhez vezethet, ami az árnövekedés irányába hat (ahogyan az a historikus adatokból is kitűnik). Az Európai Bizottság előrejelzése szerint az Európai Unió bruttó hazai összterméke 2014-ben 1,5, 2015-ben pedig 2 százalékkal fog

növekedni a megelőző évhez viszonyítva²⁵. Hosszabb távra vonatkozóan rendkívül bizonytalan előrejelzések készíthetők, ahogyan a növekedés szerkezete és az energiahatékonyság változása is kérdéses. Márpedig az új paksi blokkok tekintetében a 2023–2025-ös villamosenergia-árviszonyok lesznek meghatározók. Amennyiben a válság nem tér vissza, és a világgazdaság beáll egy hosszú távú, kiegyensúlyozott növekedési pályára, akkor a GDP (és az ipari termelés), valamint az áramfogyasztás közötti pozitív korrelációs kapcsolat következtében kereslet húzta árnövekedés várható a villamosenergia-árakban.

A megújulóenergia-termelés fogyasztók általi támogatása Európában rendkívül magas – amelynek következtében a tőzsdei ár teljesen elszakadt a lakossági áráktól – hosszú távon nem tartható fenn. Mint említettük, az Európai Bizottság álláspontja szerint a fejlettnak tekinthető, érett technológiák estében 2020 és 2030 között teljesszűrésen ki kell vezetni a támogatásokat. Németországban a kormányzat tervei szerint 2014 augusztusától 30 százalékkal csökkenti az új megújulóenergia-termelő egységek támogatását, illetve a támogatási rendszer révén korlátot igyekszik szabni a szélerőmű beruházásoknak. (A részleteket lásd korábban.) A megújulóenergia-termelés bővülése továbbra is árleszorító hatású, azonban az áramárakba be fog épülni a növekvő időjárásfüggő termelés miatt szükséges szabályozó energia ára, akár a tanács által kezdeményezett európai kapacitásmechanizmus következtében. A megújulóenergia-termelés támogatásának csökkentése a termelési költségeinek emelkedéséhez, ebből következően pedig a tőzsdei árak növekedéséhez vezethet. Ugyanakkor a nap- és szélerőművi kapacitások európai növekedésének, a támogatások csökkentésének, a technológia jövőbeli fejlődésének, valamint például a közlekedés elektrifikáció esetleges felfutásának a tőzsdei árakra való hatása hosszú távon bizonytalan.

A várható gazdasági fellendülés az Európai Unióban az ipari termelés növekedésével is együtt jár, ami pedig a széndioxid-kvótaárakban emelkedést is indukálhat. A kvótaderogációk fokozatos kivezetése (ETS III.) szintén erősen emelni fogja a kibocsátási jogok keresletét, így az árát is. 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 kibocsátásukat. Az EU ETS rendszerébe tartozó szektorokban a bizottság összesen 43 százalékos kibocsátás-csökkentést javasol. Emellett egy ún. Piaci Stabilitási Tartalék mechanizmus 2021-től való elindítására is javaslatot tett, amelynek célja a válság alatt kialakult kibocsátásiegység-többlet kezelése, a kvótaegységek jövőbeni felhalmozódásának, ebből következően leértékelődésének megakadályozása.¹⁷

Az árat befolyásoló tényezőkben tapasztalható számos bizonytalanságot figyelembe véve belátható, hogy a jelenlegi árak 2023-ig való stagnálása közgazdaságilag megalapozatlan

²⁵ Statistical Annex, European Economic Forecast Winter 2014.

feltételezés. Az ipari termelés növekedése, a kvótaderogációk fokozatos kivezetése, 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 növekedéséhez vezet, ami pedig a tőzsdei árakat is növeli.

Alternatívaelemzés – azaz helyettesíthető lenne-e hazánk számára a Paksi Atomerőmű bővítése

A következőkben megvizsgáljuk, hogy milyen lehetőségei lennének Magyarországnak villamosenergia-igényei fedezésére, amennyiben nem épülnének meg az új paksi blokkok. Ha Pakson nem épülne új atomerőmű, úgy hazánk energiaigényének ellátása szénerőművek, gázerőművek, megújuló energiaforrásokat felhasználó erőművek építése, valamint a villamosenergia-import növelése révén lenne megoldható. Az alternatívaelemzés során azt vizsgáltuk, hogy az egyes megoldások megvalósítása milyen gazdasági, környezeti és társadalmi következményekkel járhatna, illetve milyen kockázatokat vet fel, különös tekintettel az energiafüggőségre.

Energiafüggőség

Az energiafüggőséget két irányból is meg lehet közelíteni. Az egyik megközelítés az ellátásbiztonságot helyezi előtérbe, míg a másik az Eurostat meghatározását követi, illetve azt egészíti ki. Az ellátásbiztonság esetében elsősorban az vizsgálható, hogy milyen kockázatokat jelenthet az elsődleges, vagy valamely jelentős üzemanyag-importforrás kiesése, az utánpótlás akadályozottsága, illetve, hogy mennyire diverzifikált a forrásszerkezet. Az Eurostat az energiafüggőség mutatószámának a nettó primerenergia-import és a bruttó belföldi energiafelhasználás hányadosát tekinti. Az energia fizikai mennyisége mellett érdemes lehet azonban tekintetbe venni az energiaátalakítás során felhasznált energiahordozó termelési költséghez viszonyított árát, ami a külkereskedelmi mérleg, illetve a cserearányok szempontjából nagy jelentőségű, valamint azt is, hogy az energiainport-függőség milyen kockázatokat jelent a hazai nagykereskedelmi árak tekintetében.

Az új atomerőmű felépítését követően importgeneráló hatása egyedül a fűtőelem kazetták behozatalának lesz. Az atomerőműben az üzemanyag tárolása technikailag megoldott. A jelenleg működő Paksi Atomerőmű két évre elegendő fűtőelem kazettát képes tárolni, azaz nem igényel folyamatos utánpótlást (ellentétben például a földgázzal). Kiemelendő, hogy az atomerőmű termelési költségében az üzemanyagköltség marginálisan kis súlyt képvisel, azaz a külkereskedelmi mérlegben nem eredményez számottevő passzívumot. Az ellátásbiztonság részben az üzemanyag-utánpótlás hosszú ciklusából, részben a forrás biztonságából kifolyólag nem jelent kockázatot. Az orosz szállítás valamilyen okból fakadó kiesése esetén a

Paksi Atomerőmű számára a brit BNFL képes lenne megfelelő fűtőelem-kazettákat szállítani, hiszen a 2000-es évek elején már gyártott alkalmas próbakazettát.

Az atomerőmű-bővítés alternatívái a következők:

Szénerőművek építése

Hazánk szénerőmű-állományát korábban bemutattuk. Új szénerőmű elméletileg hazai termelésű lignit (például korábban Toronymál merült fel ennek lehetősége), illetve import feketeszén-tüzeléssel működhethetne.

Mivel Magyarország jelentős mennyiségű, olcsón kibányászható lignitvagyonnal rendelkezik, így, ha az ország szénerőmű építése mellett döntene, a hazai nyersanyagra épülő energiatermelés lenne a valószínűbb forgatókönyv. Megjegyezzük, hogy a foglalkoztatási szempontból is ez lenne az előnyösebb. Korábban az import feketeszénre alapuló energiatermelés lehetőségét is vizsgálták, aminek szállítási követelményei biztosítottak (a Dunán olcsó vízi szállítás bonyolítható le).

A szénerőmű termelési költségében magas arányt képvisel a beruházási költség, működési költsége ugyanakkor jelen piaci viszonyok között jelentősen elmarad a gázerőművekétől. Fontos hangsúlyozni, hogy a hazai ligniten alapuló villamosenergia-termelés csökkenti hazánk energiafüggőségét.

A működési költség esetében azonban annak emelkedése irányába mutató kockázatokat lehet azonosítani. Ugyanis az európai gazdasági növekedés gyorsulása, az ipari termelés növekedése, illetve az uniós szabályozás tervezett módosítása (az Európai Bizottság 2020 után magasabb szén-dioxid kibocsátás-csökkentési kötelezettséget, kvótakezelő mechanizmus bevezetését javasolja) a szén-dioxid kvótaárak radikális emelkedéséhez vezethet, ami növeli a szénerőművi áramtermelés költségét. Emellett míg az atomerőmű-építés továbbra is élvezi a társadalom többségének támogatását²⁶, addig új ligniterőmű építésének gondolata is nagyon erős ellenérzéseket kelt a lakosság körében. Ezt jól példázza, hogy Torony község közelében a 2000-es évek elején, mindössze próbafúrásra kért engedélyt egy vállalat, mégis elsőpró össztársadalmi tiltakozás kezdődött. Környezetvédelmi szempontból pedig egyértelműen hátrányos, hiszen a széntüzelés a legnagyobb mennyiségű káros anyag kibocsátásával járó energiatermelési mód, amit az is mutat, hogy 2012-ben a hazai erőművi szén-dioxid kibocsátás közel 54 százalékát a Mátrai Erőmű és a Vértesi Erőmű adta. Új szénerőművek építése az EU szén-dioxid kibocsátás-csökkentési célkitűzésével is szembe menne.

²⁶ A Medián 2014 januárjában tartott közvéleménykutatása alapján a megkérdezettek 51 százaléka támogatta, hogy Pakson új atomerőmű épüljön. <http://www.median.hu/object.57f2f4fe-d1cd-4a70-9496-3b4de41e3126.ivy>, Letöltés: 2014.03.05. – A korábbi mérések is az atomenergia szűk többség általi támogatását mutatták.

Megújuló villamosenergia-termelés növelése

A megújuló forrásból történő villamosenergia-termelő technológiák közül a vízierőműveknek, a nap-, illetve a szénerőműveknek lehet akkora potenciálja, hogy komoly részarányt képviselhessen egy ország villamosenergia-igényeinek fedezésében.

Az említett három technológia közül társadalmi elutasíthatósága miatt egyelőre nem lehet számolni a bős-nagymarosi erőműhöz hasonló folyami vízlépcső építésének lehetőségével.

A szél- és naperőművek tiszta, szén-dioxid kibocsátásmentes, gyakorlatilag nulla változó költségű energiatermelést tesznek lehetővé, az alkalmazott energiaforrás pedig teljesen megújuló. Ugyanakkor a többi erőműtípusnál lényegesen magasabb a fajlagos beruházási költségük, termelésük időjárásfüggő és szélsőségesen változhat (ld. 16. ábra), valamint magas a területigényük.

A magas fajlagos beruházási költség következtében a megújulóenergia-termelő erőművek beruházása jelenleg csak támogatás mellett térül meg. A hazánkban is alkalmazott KÁT-támogatás kötelező átvételt, és a piaci (tőzsdei) árnál lényegesen magasabb árat garantál ezen egységek számára. 2013-ban a 2008 előtt termelésbe állított, 20 MW-nál kisebb teljesítőképességű szél- és naperőművek által termelt áramot völgyidőszakban 32,2 forint/kWh-s kötelező átvételi áron vette át a MAVIR, ami több mint kétszerese a tőzsdei áramárnak. A KÁT-támogatás összegét a MAVIR a nem lakossági fogyasztókra terheli. Az időjárásfüggő termelésből kifolyólag azonos mennyiségű villamos energia előállítására érdekében a hagyományos erőműveknél lényegesen nagyobb kapacitásra van szükség, ami többszörösére emeli a beruházási költséget.

Megújulóenergia-termelés esetében külső energiafüggésről nem beszélhetünk, hiszen a vízierőművek, a napelemek, a szélerőművek esetében is hazai bázison történik az energiatermelés. Ugyanakkor a megújulóenergia-termelés egyfajta „belső energiafüggőséget” generál, a napelemek és a szélerőművek termelése az időjárástól függően szélsőségesen változhat, ami – mint bemutattuk – nagy teljesítőképességű szabályozó-kapacitás kiépítését, vagy a szabályozó energia importálását teszi szükségessé. Azaz az időjárásfüggő termelésből fakadó belső függőség komoly többletköltséget, vagy a külső energiafüggés növekedését generálja.

Amennyiben hazánkban markánsan emelkedne az időjárásfüggő kapacitások mennyisége, akkor tehát szabályozó erőművek (gázerőművek) építésére és/vagy jelentős mennyiségű import-szabályozóenergiára lenne szükség. A szabályozó erőművek építése és alacsony kihasználtság melletti fenntartása jelentős költséggel jár, a szabályozó energia importból való biztosítása pedig jelentős ár- és ellátásbiztonsági kockázatot hordoz. Nem beszélve arról, amit szintén a 16. ábra mutat, hogy az év bizonyos szakában a naperőművek egyáltalán nem állítanak elő villamos energiát, azaz hiába telepítünk több ezer megawattnyi napelemet, a hagyományos erőművek fenntartása nem kerülhető el.

Jól mutatja a megújulóenergia-termelés napon belüli nehezen előrejelezhető változásából fakadó költséget az ún. kiegyenlítő energia ára, amely a megújulóenergia-termelő egységek által megadott menetrendtől való eltérés kiegyenlítéséhez a rendszerirányító által igénybevett villamos energia árát jelenti. 2013-ban a megújuló energiaforrásból származó villamos energia ára (amelynek a tőzsdei árat meghaladó részét tehát az áramfogyasztóknak kell megfizetni) a kiegyenlítő energiával együtt átlagosan 36,9 Ft/kWh (110–112 euró/MWh) volt, azaz a kiegyenlítő energia átlagosan 4,7 Ft/kWh-val emelte a kötelező átvételi árat, holott Magyarországon a szél- és naperőművek összesített kapacitása mindössze 340–350 MW. Ez a 110–112 euró/kWh tekinthető a megújuló villamosenergia-termelés tényleges költségének, ami pedig 2,5–3-szorosan meghaladja a jelenlegi tőzsdei árat, illetve 15–20 százalékkal magasabb, mint az említett török erőmű átvételi ára.

Amennyiben a kiszámíthatóan termelő és szabályozható atomerőművet nap- illetve szélerőművekkel helyettesítené az ország, akkor az Átvitelrendszer-üzemeltetők Európai Hálózatának (ENTSO-E) villamosenergia-rendszerbiztonságára vonatkozó kritériumainak teljesítése nem lenne lehetséges. Ugyanis az ENTSO-E biztonsági kritériumai között előírja, hogy az ún. maradó teljesítmény elérje a beépített teljesítőképesség 5 százalékát. A maradó teljesítmény oly módon számolható ki, hogy az üzembiztosan igénybe vehető teljesítőképességből levonják a villamosenergia-rendszer csúcsterhelését, valamint a rendszerirányításhoz szükséges tartalékokat. Az üzembiztosan igénybevehető teljesítőképesség viszont nem tartalmazza a csak időszakosan rendelkezésre álló, időjárásfüggő megújuló-energiatermelést, amelyet az energetikai statisztika a változó hiányba sorol. Ily módon, amennyiben hazánk megújulóenergia-termelő egységekkel helyettesítene például 2400 MW hagyományos kapacitást, úgy nagyon messze kerülne az európai rendszerbiztonsági követelmények teljesítésétől, amit csak más hagyományos erőmű építése, vagy nagyon jelentős áramimport révén tudna orvosolni. (Az áramimport túlzott növekedésének kockázatáról később írunk.)

A MAVIR jelenleg összesen 770 MW-ban határozta meg az időjárásfüggő kapacitások magyarországi szintjének toleranciaértékét (2012-ben a szél- és naperőművek beépített teljesítőképessége 341 MW volt), ami szabályozó kapacitások bővítése, a közös európai tartalékpiac létrehozása, valamint kereslet oldali szabályozás révén tovább növelhető.

Mivel az Európai Bizottság iránymutatása alapján 2020 és 2030 között az érett technológiával végzett megújulóenergia-termelés támogatását ki kell vezetni¹⁷, így hazánk számára a konvencionális napelemek és szélerőművek telepítésének ártámogatás segítségével történő felfuttatása nem lehet perspektíva.

A megújulóenergia-termelés magas fajlagos beruházási költségéből és szabályozásigényéből fakadóan, valamint tekintetbe véve a környezetvédelmi szempontokat, a megújulóáram-termelés fokozatos növelése javasolt, amely tekintetbe veszi a finanszírozási és a rendszeregyensúly-fenntartási szempontokat. A megújuló energia tehát nem helyettesítője,

hanem kiegészítője kell, hogy legyen a nukleáris energiatermelésnek. Hazánkban a karbonszegény energiatermelés a nukleáris- és megújulóenergia-termelés megfelelő összetétele révén érhető el.

Gázerőművek építése

Amennyiben a paksi bővítés helyett gázerőművek építése mellett döntene az ország, akkor belátható, hogy a 2400 MW-nyi, potenciálisan 85-90 százalékos kihasználtsággal üzemelő paksi blokkok helyettesítésére valós alternatívának egyedül csak a magas hatásfokú, kombinált ciklusú gázturbinás erőművek (CCGT-) tekinthetők.

Ahogy korábban elemeztük, Európában jelenleg nem versenyképesek a gázerőművek, és csak a gáz- és villamosenergia-ár arányának radikális csökkentése esetén válna racionálissá a magas kihasználtsággal való üzemeltetésük. Ha az atomerőművi termelést kívánnánk gázerőművekkel pótolni, akkor a gázerőműveknek is magas kihasználtsággal kellene működniük, azaz jelentős részben zsinóráramot kéne szolgáltatniuk. Ebből kifolyólag a 17. ábrával ellentétben nem csak a csúcsfogyasztás idején kialakuló tőzsdei árral, hanem zsinórárral szemben is versenyképesnek kellene lenniük a hazai gázerőműveknek. Amennyiben továbbra is az európai tőzsdei gázárakat tekintjük benchmark értéknek, akkor megállapíthatjuk, hogy az európai gázár és villamosenergia-ár hányadosa 2013-ban átlagosan 64 százalék volt. Belátható, hogy ilyen árviszonyok között a hazai 50–55 százalékos hatásfokú CCGT erőművek villamosenergia-termelő tevékenysége nem lehet nyereséges, hiszen az villamosenergia-értékesítés bevétele még az erőmű folyó költségeit sem fedezi. Jól mutatják a piaci állapotot a magyarországi CCGT erőművek 2013-as kihasználtsági adatai. 2013 első kilenc hónapjában a Gönyúi Erőmű kihasználtsága 4,5 százalék, a százhalombattai kőolajfinomítót is kiszolgáló, valamint rendszerszintű szolgáltatásokat is ellátó Dunamenti Erőmű kihasználtsága 13,2, a jelentős mennyiségű távhőt kiadó Csepeli Erőmű kihasználtsága pedig 24,5 százalék volt.

A Századvég Gazdaságkutató Zrt. által készített földgázprognózis szerint ahhoz, hogy a CCGT erőművek évi 5000 órát üzemelhessenek, azaz ésszerű mennyiségű gázerőmű kapacitás építésével pótolni lehessen az atomerőmű-bővítést, a gáz- és a villamosenergia-ár hányadosának 30 százalék alá kellene csökkennie. Azaz változatlan gázárak mellett (!) a villamos energia tőzsdei árának 85-90 euró/MWh-ra, a jelenlegi 40 euró/MWh-s ár több mint kétszeresére kellene növekednie.

Mint azt az elemzés korábbi részében bemutattuk, az európai gázárak esetében egyelőre nem látszik olyan tényező, folyamat, amely annak drasztikus csökkenését eredményezhetné, hiszen az európai palagázforradalom bekövetkezésének valószínűsége csekély, illetve az amerikai LNG Európába történő exportja sem eredményezne jelentős árcsökkenést.

A Magyarország és Oroszország között 2015-ben lejáró hosszú távú gázszerződés újrakötésétől sokan a magyar importár további csökkenését, a TTF-árhoz való közeledését, ebből következően pedig a hazai gázerőművek versenyképessé válását várják. Ha viszont tekintetbe vesszük, hogy az európai gázerőművek tisztán TTF-árak mellett sem versenyképesek (mivel a magyar tőzsdei áramár a némethez konvergált, így az áramár esetében jó benchmark az EEX-ár), akkor belátható, hogy az importgázárnak a holland gáztőzsdei árhoz való közeledése ugyan a jelenleginél alacsonyabb gázárát biztosíthat a magyar gazdaság számára, de ez sem teszi versenyképessé a gázerőműveket.

Földgáz tekintetében Magyarország importfüggősége nagyon magas, hiszen földgázfelhasználásunk közel 80 százaléka importból származik. A magas importarányból kifolyólag a hazai nagykereskedelmi árakat az importárak határozzák meg.

A hazai földgázkitermelés 2010 óta csökkenő tendenciát mutat, a MEKH adatai szerint 2013-ban már csak 1,85 milliárd köbméter földgázt termeltek ki Magyarországon, ami mindössze a 63 százaléka a 2010-ben regisztrált 2,94 milliárd köbéteres értéknek. Szakértői becslések szerint a hazai nem konvencionális gáz kitermelése révén 2025-ig évi 4 milliárd köbméterre lenne növelhető a hazai kitermelés mértéke, ami a 2013-as gázigény 43 százaléka. Jelentős mértékű földgázalapú villamosenergia-termelés esetében pedig csak 25-30 százalékot érne el, így az importfüggőség továbbra is nagyarányú lenne.

Mivel Magyarország gázigényének 80 százalékát importból szerzi be, így a gázerőművek építése jelentősen növelné hazánk energiafüggőségét. A magas importarányból kifolyólag a hazai nagykereskedelmi földgázárak az importártól függenek, így a hazai gázerőművek működési költségét, versenyképességét elsősorban külső tényezők határozzák meg, ami további kockázatot hordoz magában.

A földgázimport tekintetében hazánk jelenleg ellátási szempontból is kiszolgáltatott, hiszen mindössze két vezetéken érkezik gáz az országba, Ukrajnán keresztül a Testvériség vezetéken, illetve Ausztrián keresztül a HAG vezetéken (illetve fizikailag a magyar–román interkonnektor is alkalmas a kétirányú szállításra). (Megjegyezzük, a HAG vezetéken érkező gáz jelentős része is Oroszországból származik.) A szlovák-magyar interkonnektor és a Déli Áramlat vezeték megépülése után ez a kockázat csökkenni fog, ugyanakkor a források diverzifikáltsága nem változik jelentősen, a gáz alapvetően továbbra is orosz eredetű lesz.

Összességében megállapítható, hogy az atomerőmű-bővítés gázerőművek építésével való helyettesítése nem javasolt alternatíva. A földgázalapú villamosenergia-termelés növelése következtében emelkedne hazánk gázimportigénye, ami az Oroszországtól és az importáraktól való függőség további növekedését, valamint a külkereskedelmi mérleg romlását is eredményezné. Ennek eredményeképpen a hazai villamosenergia-termelés költségét nagymértékben külső tényezők határoznák meg. Másrészt a gázerőművek csak a villamosenergia-ár és a gázár közti különbség radikális növekedése esetén működhetnének gazdaságosan magas kihasználtsággal, az árkülönbség radikális csökkenésére pedig jelen

piaci paradigmák között nagy valószínűséggel nem lehet számítani. Ugyanakkor az új gázerőműveknek megvan a helye a magyar villamosenergia-rendszerben, hiszen a kieső kapacitások pótlása, a fűtőerőművek távhőellátásban való szerepe, valamint a megújulóenergia-termelés felfutása miatti növekvő szabályozókapacitás-igény szükségessé teszi az új rendszerbe állításukat.

Villamosenergia-import növelése

Az import-villamosenergia jelenlegi alacsony áramellett sokakban felmerült az új atomerőmű által termelt áram importtal való kiváltásának lehetősége. E megoldás mellett az szólhat, hogy sem erőmű, sem szabályozó kapacitás építését nem igényli, csupán a határkeresztező kapacitások bővítését, és további piacösszekapcsolásokat.

Ugyanakkor több rendkívül erős érv szól amellett, hogy a 2013-ban tapasztalt 28 százalékosnál magasabb villamosenergia-importszaldó negatív következményekkel járna. Hiszen ekkor az áramimport növekedése már nem a hazai és más európai erőművek termelési költségének különbségéből, hanem a hazai erőműállomány kapacitáshiányából fakadna, azaz jelentős energiafüggőséget generálna, és kiszolgáltatottá tenné hazánkat az európai villamosenergia-árak változásainak, illetve a szomszédos országok érdekeinek. Az importáraknak való erős kitettség pedig nem tenné lehetővé az önálló magyar energiaárpolitika folytatását. Emellett az ország külkereskedelmi mérlegét is rendkívül negatívan érintené.