

KONVENCIONÁLIS ÁRAMTERMELÉS ÉS KAPACITÁSPIACOK EURÓPÁBAN

2016.10.06.

Az Energetikai Szakkollégium Déri Miksa emlékfélévének harmadik előadásaként került megrendezésre a konvencionális áramtermelésről és az európai kapacitáspiacokról szóló előadás. Az előadó Lehőcz Balázs volt, aki jelenleg a MET Power AG vezérigazgatója, illetve a Dunamenti Erőmű vezérigazgatója és igazgatóságának az elnöke.

Előadónk azzal nyitotta előadását, hogy a villamosenergia-piac ugyanolyan elemekből áll össze, mint bármely szokványos piac. Ebből következik, hogy az energetika ágazatában legalább ugyanolyan fontos szerepet töltenek be a közgazdászok, mint a mérnökök.

A rövid felvezetést követően Lehőcz Balázs előadását hat részre osztotta, az első két szakaszban ismertette a MET csoport szerepét az európai energiapiacokon és a Dunamenti Erőmű szerepét a hazai villamosenergia-ellátásban. A harmadikban az erőművek költségstruktúráját, a negyedikben a napjainkban lezajló villamosenergia-piaci átalakulásokat mutatta be. Ezek után részletesen leírta az Egyesült Királyság, Franciaország és Lengyelország átmeneti megoldásait az erőművi beruházások problémáira. Zárásképp ismertette a magyarországi ellátásbiztonság főbb kérdéseit.

A MET CSOPORT JELENLÉTE AZ EURÓPAI ENERGIAPACOKON

A MET csoport egy egyedülálló nemzetközi, több árupiacon aktív kereskedő vállalat, melynek 12 országban vannak leányvállalatai. Jelentős eredményeket értek el a nemzetközi piacokon való terjeszkedések terén, hiszen 25 nemzeti gázpiacon vannak jelen, 21 nemzetközi kereskedési ponttal. Vezető szerepét a CEE (Central and Eastern Europe) gázpiacon alátámasztja, hogy 2015-ben több mint 23 000 fogyasztási ponthoz 16 milliárd köbméter gázt szállítottak. Magyarország legnagyobb földgáz-tüzelésű erőművében – a 779 MW beépített teljesítményű Dunamenti Erőműben – 74,8 %-os részesedése van, így a magyar energiapiacokon is meghatározó szerepet tölt be.

A MET csoport törekszik egy minél tökéletesebb termékportfólió kialakítására. Főbb tevékenységei közé tartozik földgáz, villamos energia, kőolaj, LNG és LPG értékesítése. 2017-ben már 10 éves sikeres földgázpiaci múltat tekinthet vissza, mely során hosszú távú tárolási kapacitásokat, valamint rövid és hosszútávú határkeresztező kapacitásokat alakított ki, melyek lehetővé teszik a régiós optimalizációt. Jelenleg aktív nyugat-európai kereskedő, valamint jelentős kiskereskedelmi kapcsolatokkal rendelkező nagykereskedő a CEE térségében. 2013-ban lépett be a villamosenergia-piacra, és jelenleg villamosenergia-kereskedési engedéllyel rendelkezik

Magyarországon, Romániában, Szerbiában, Horvátországban és Szlovákiában. A kőolaj piacot tekintve a vállalat célja, hogy a Csoport regionális üzleti erejére támaszkodva maximalizálja a kőolajpiaci pozícióinak értékét, az új üzleti területek fejlődésének támogatása mellett. A MET csoportnak LNG short pozíciói vannak az európai downstream portfólióból adódóan, továbbá az egyre növekvő szerepe a mediterrán területeken elősegítik az optimalizációt a globális LNG piacon. További fő tevékenység az LPG, amit a vállalat több mint 30 vásárló számára közel 15 országban, Európában és Észak-Afrikában értékesít.

A DUNAMENTI ERŐMŰ SZEREPE A HAZAI VILLAGENERGIA-ELLÁTÁSBAN

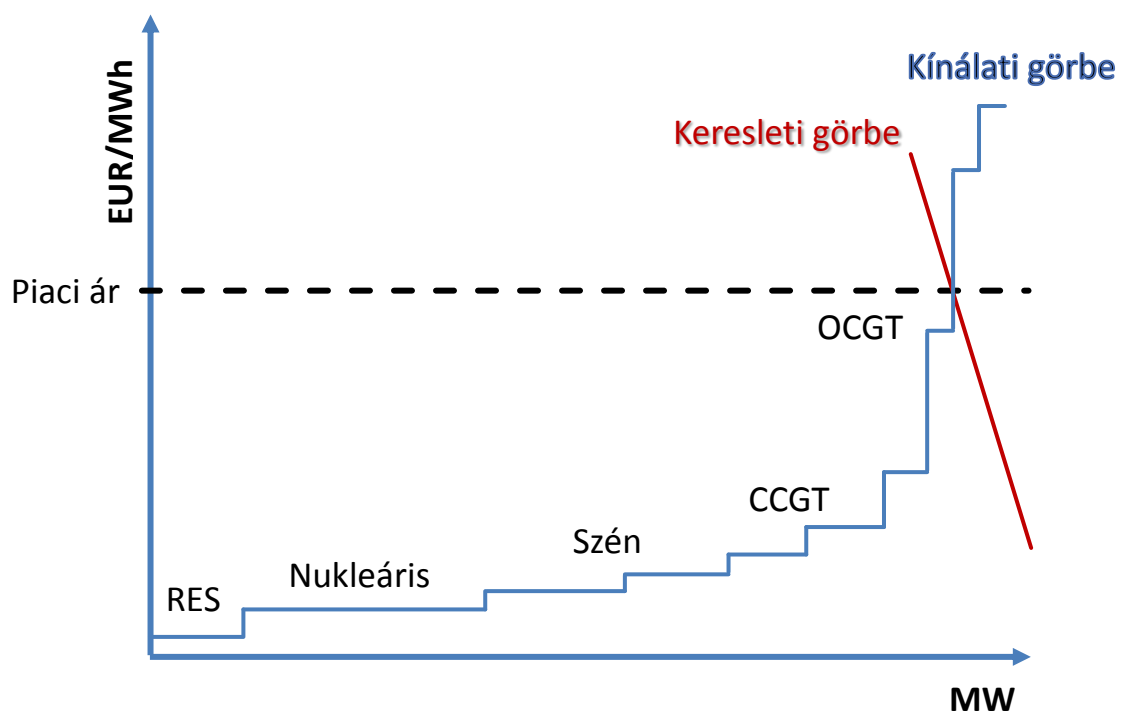
Az előadás során megismerhettük a Dunamenti Erőmű (DERT) történelmét és jövőre vonatkozó terveit. Az erőmű építése 1960-ban a BEAD blokkokkal kezdődött, amivel a Dunai Finomító energiaellátását biztosították. Ekkor épültek a C jelű egységek is, amivel villamos energiát termeltek. Az 1970-es években hat darab olaj és gáztüzelésű F jelzésű blokk kezdte meg működését a növekvő villamosenergia-igény kielégítésére, majd az 1990-es években beépítették az első gázturbinás egységet – a G1-est – a BEAD blokkok kiváltására. 1995-ben a beépített kapacitás már elérte az 1870 MW-ot. A rendszerváltás utáni angolszász privatizáció során az új többségi tulajdonos a belga Electrabel lett. Ekkor az erőmű alap- és menetrendtartó üzemben működött az F, valamint a G blokkokkal, az MVM-el kötött Hosszútávú Megállapodás (HTM) alapján. Innentől kezdve folyamatos leépítés következett, a finomítói hőigény csökkenése és a G2-es kombinált ciklusú gázturбина építése a C blokkok folyamatos leállítását vonta maga után. 2009 és 2014 között az erőmű kihasználtsága folyamatosan csökkent, így le kellett állítani az F jelzésű blokkokat is, racionalizálni kellett a működési költségeket. Ekkor épült a G3-as jelzésű kombinált ciklusú gázturbinás blokk, amely az F8-as jelzésű turbina retrofitjával és újszerű technológiák elegyítésével valósult meg. A MET Power AG 2014-ben vette meg a DERT többségi (75%-os) tulajdonrészét. A MET csoport azzal a céllal vásárolta meg az erőművet, hogy úgynevezett „A kategóriás” erőművé alakítsa, azaz, hogy magas rendelkezésre állású, nagy hatásfokú energetikai egység legyen.

ERŐMŰVEK KÖLTSÉGSZERKEZETE

Napjainkban a villamosenergia-piac és -ellátás gyors átalakuláson megy át. Az újonnan telepített nap- és szélenergia-erőművek következtében kialakult energiapiaci változás a legnagyobb energetikai cégeket is érzékenyen érintette. A német vállalatirányítók, mint az RWE és E.On is változtatni kényszerültek piaci szerkezetükön. A kialakult helyzet következtében számos hagyományos fosszilis tüzelőanyag alapú erőművet nem éri meg üzemeltetni. Ennek oka, hogy a csökkenő villamosenergia-árak mellett, az üzemanyagárak nem csökkennek. Például egy kombinált ciklusú gázturбина termelési költségét körülbelül 87 %-ban a változó – termeléssel arányos - költségek határozzák meg, míg egy atomerőmű, melynek termelési költségéből a változó költségek csupán

a 14 %-ot¹ teszik ki. Tehát az erőművek termelési költsége, illetve annak összetétele jelentősen függ a termelési technológiától. Az erőművek rövid távú termelési határköltségét (SRMC – Short-run marginal cost) a változó költségű tényezők befolyásolják, de ez nem tartalmazza a létesítmény fenntartásának költségeit, a karbantartási költségeket, a kapacitás fenntartásához szükséges beruházásokat, illetve nem biztosítja a tőkeemegtérülést.

Elméletileg a „csak energia piacon” szabadon alakul ki az ár a kereslet-kínálat egyensúlyának megfelelően, ekkor a termelők csak az értékesített áramért kapnak kompenzációt, jellemzően határ-költség alapon működnek.



1. ábra: A "csak energia piacok" ársorrendje

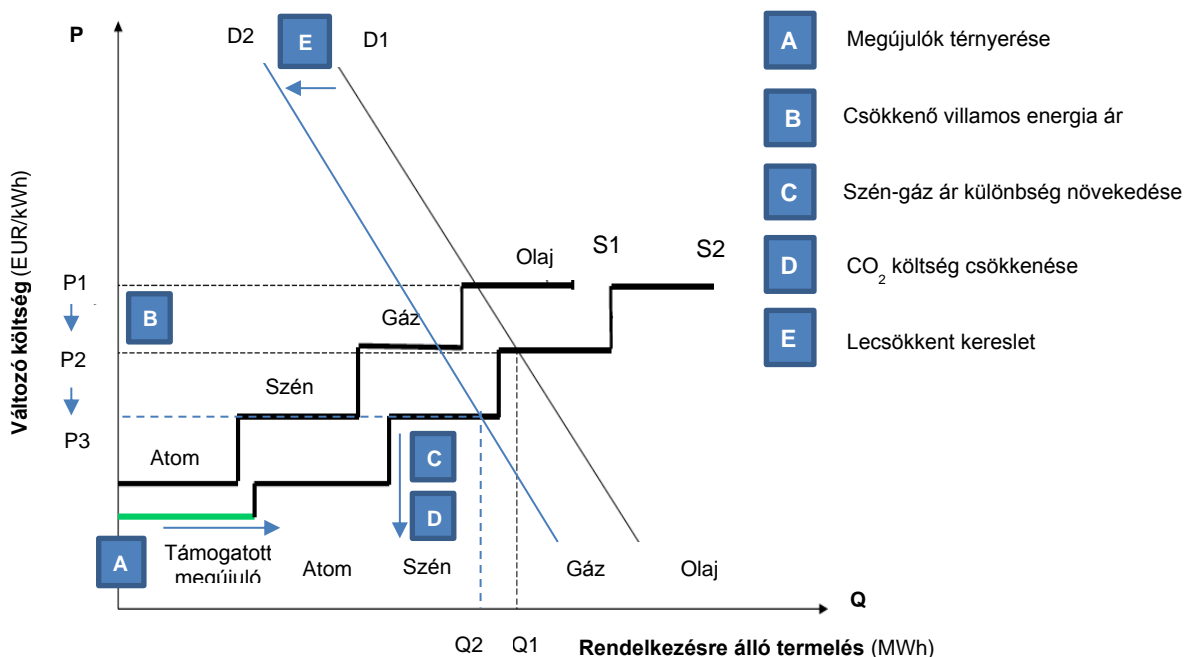
Az erőművi költségek fedezetéül az árak szabad mozgása szolgál, amely szűkösség idején megemelkedne (gördülő kikapcsolás esetén extrém magasak is lehetnek), és egyben árszignálokat is biztosíthat a befektetőknek a jövőbeni beruházási döntések meghozatalához. Azonban a mesterséges beavatkozások vagy a piaci anomáliák megakadályozzák az elméleti piaci ár kialakulását. Így például a megújuló energiaforrásokat hasznosító erőművek kötelező átvételüknek és az állami támogatásoknak köszönhetően a sor elejére kerülnek, míg például a barnaszén erőművek költségei növekedhetnek a CO₂ kvóta miatt ellentétes hatást kiváltva. (1. ábra)

¹ 2018-as üzembelépést és 10 %-os diszkont rátát feltételezve

A VILAMOSENERGIA-PIACOK ÁTALAKULÁSA

Napjaink villamosenergia-piacait bizonytalanságok, valamint piaci és szabályozási hiányosságok jellemzik. A fosszilis energiatermelő kapacitásokra ható külső tényezők egymást erősítve, egyszerre befolyásolják a technológiát és a kereslet-kínálat alakulását. Ilyen külső tényező a megújulók térnyerésének kizorító hatása, a csökkenő villamosenergia-ár, az ingadozó villamosenergia-kereslet. Nagy hatással van a kereslet-kínálatra a szén és a gáz ára közötti különbség növekedése, ami versenyhátrányba hozza a gáz felhasználású termelőket, továbbá a CO₂ kibocsátás költségeinek csökkenése okán a szennyezőbb technológiák versenyképessége nő. Ezen tényezők együttes hatására a magasabb rövidtávú határköltséggel üzemelő termelőegységek – különösen a gáztüzelésű erőművek – fokozatosan kiszorulnak a piacról és tulajdonosaik az ideiglenes vagy végleges leállítás mellett döntenek.

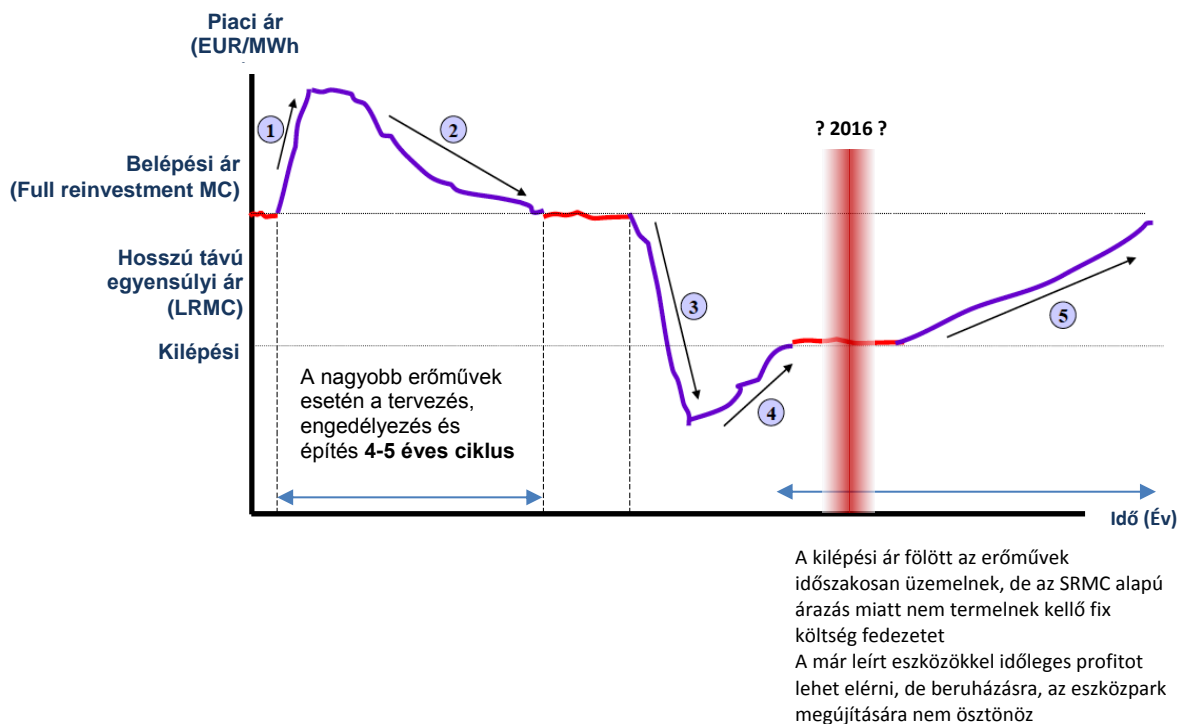
Egyes országokban vagy régiókban különböző okokból, de ugyanezek a problémák jelentkeznek. Németországban az Energiewende energiapolitikai irány következtében telepített nap- és szélenergia-erőművek - melyek állami támogatással épültek - alacsonyán tartják a villamos energia árát, ennek következtében mára a fosszilis erőművek kiszorultak a piacról és közülük sokegység eladó. A közép-európai piacot befolyásolja a Németországból érkező olcsó zöld energia, amely lehetővé teszi az import nagy részesedését az egyes országok energiamixében. Franciaország energiapolitikája az atomerőműveket és a megújulók részesíti előnyben, így az erőművi változó költségek nagyon alacsonyak, emiatt alacsony a villamos energia ára.



2. ábra: Az európai villamosenergia-termelés merit-ordere

A piaci változások elsősorban a gázos termelőket érintik hátrányosan, ami látható a villamosenergia-termelés merit-orderén (2. ábra). Európa szerte már ma is számos gázos erőművi kapacitás áll kihasználatlanul, ami középtávon ezek leépítéséhez vezethet. A jelenlegi 20-30 %-os kihasználtság mellett még a határköltségüket jóval meghaladó áramárnál sem lennének képesek a gázerőművek elengedő jövedelmet termelni állandó működési költségeik fedezésére. Egy CCGT erőműnek – az elektromos áram árának függvényében – átlagosan az év több mint felében kellene üzemelnie ahhoz, hogy állandó működési költségeinek fedezésén felül a befektetés is megtérüljön, ez pedig elengedhetetlen ahhoz, hogy racionális befektetői magatartás mellett fenntartó vagy új beruházások valósuljanak meg. A széntüzelésű erőművek helyzete is a földgáztüzelésűekéhez hasonlóan alakul.

Az erőmű beruházások hosszú átfutási ideje miatt akkor is szűkösség alakulhat ki, ha a piaci árszignálok jól működnek. Egy kombinált ciklusú gázturbinás erőmű élettartama 25-30 év, egy szénerőművé 40 év körüli, míg egy atomerőműnek több mint 60 év is lehet.



3. ábra: A versenyző piaci beruházási ciklikusság sematikus ábrázolása

Ahogy a 3. ábra 1-es pontjában is látható, pozitív árszignálnál az erőművek beruházásokat terveznek és engedélyeztetnek. Eközben fennmarad a kapacitás hiány, a szűkösségben az árak tovább emelkednek. A következő szakasz az építési szakasz, mely során a kapacitás fokozatos bővülésével az árak csökkennek. A harmadik szakasz a piaci sokk, amikor a kereslet hirtelen lecsökken, emiatt az árak bezuhannak, ennek következtében a befektetők kilépnek és a könnyebben mozgatható eszközöket leszerelik. Ezután következik az elhúzódó agónia, amikor a

kilépési ár fölött a termelők az elhasználódó gépekből az utolsó üzemórát is kihajtják, majd kilépnek a piacról, mert a nagy felújításra nem akarnak költeni. Az agónia időszakában a jelentősebb piaci erővel bíró cégek – akár kartellben – kapacitásokat állíthatnak le az árak emelkedése érdekében, vagy konszolidáció kezdődhet, amikor a versenytárs felvásárlása után azok kapacitásait leállítják.

EURÓPAI KAPACITÁSPIACI-MECHANIZMUSOK

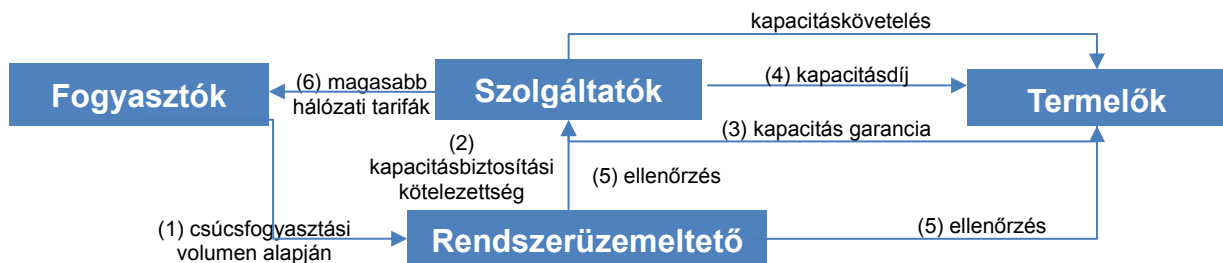
Az EU több tagállamában villamosenergia-termelő kapacitások fenntartását és létesítést ösztönző programok kerültek bevezetésre. Felismerték az országok, hogy a gyors reagálású piaci kapacitásra szükség van, de az ár ezt nem mutatja. Az Európai Unió egy összeurópai piac létrehozására törekszik, viszont az agónia átmeneti időszakában regionális vagy országos szintű átmeneti megoldásokra van szükség. Előadónk három ország példáját hozta: az Egyesült Királyságét, Franciaországét és Lengyelországét.

Az Egyesült Királyság a szabályozható hőerőművi kapacitások bezárása miatt döntött a kapacitáspiaci mechanizmus kialakítása mellett. A szén- és olajerőművek a környezetkárosító hatásuk miatt folyamatosan bezárnak, így teret adva az új gáz alapú kapacitásnak, amelyek 2025-re elérhetik a 6 GW-ot. A szélerőmű kapacitások 2020-ra várhatóan elérik a 20 GW-ot, 2025-re a 35 GW-ot. Egy új atomerőművi beruházás is várható, mely 3200 MW beépített kapacitással rendelkezik majd (Hinkley Point C). A vízerőművek, tárolók és hullámerőművek várhatóan nem bővülnek szignifikánsan.

Az ellátásbiztonság szemléltetésére egy mutatószámot, a LOLE-t (Loss of Load Expectation) használják, mely azt mutatja, hogy mekkora a várható hiányidőtartam, azaz mekkora az év azon óráinak száma, amelyekben egy előre meghatározott valószínűséggel teljesítményhiánnyal kell számolni. Az Egyesült Királyságban az aktuális LOLE érték 3 óra évenként. Annak érdekében, hogy ezt az értéket csökkentsék 2014-ben 2018-as teljesítéssel bevezették a kapacitáspiaci mechanizmusokat, melyek célja a szabályozható erőművekbe való beruházás ösztönzése. 2014-ben és 2015-ben ideiglenes stratégiai tartalékot létesítettek, és bővítették a határkeresztesző kapacitásokat is. A piacra lépési licitben minden erőmű részt vehet, mely nem részesül más támogatásban. A külföldi erőműveket egyelőre nem engedik piacra lépni, mivel nehéz meghatározni a tényleges termelési diszkontfaktorukat, nehéz a követelmények ellenőrzése a közös adatbázis hiányában, és a teljesítés nem feltétlen történik meg az előírt 4 órán belül, ha a kapacitás nem a brit TSO alá tartozik. Ezen problémák megoldása után a britek nem zárják ki azt a lehetőséget, hogy nem hazai erőművek is beléphessenek a piacra.

Franciaországban az energiafelhasználás növekedése várható a demográfiai változások, a gazdasági növekedés és az energiahatékonyság mérsékelt hatása miatt. A következő 10 évben CCGT-k és egy atomerőmű bezárására számítanak, ugyanakkor egy CCGT és egy harmadik generációs PWR atomerőmű nyitása azért

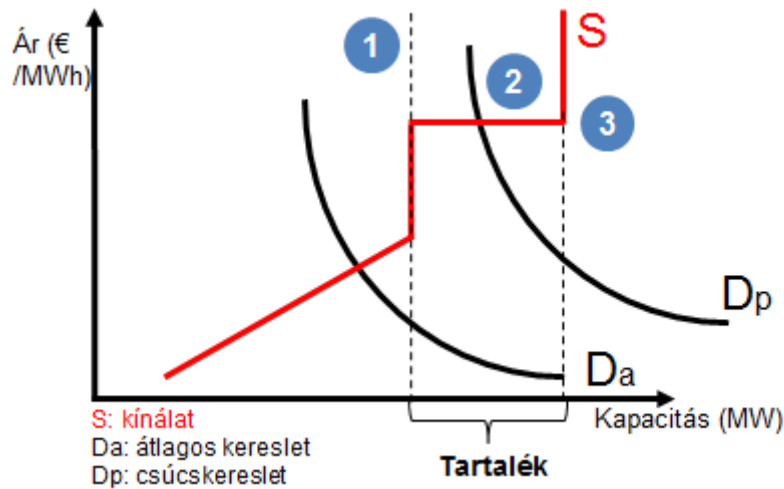
várható. Az ENTSO-E reális scenáriója a megújuló energiaforrások szélesebb bővülésére számít, így összességében nem várható ellátási nehézség 2020-ig. 2025-re azonban az erőművi beruházásokra lesz szükség az ellátásbiztonság fenntartása érdekében. A francia villamosenergia-piacon a kihívást az jelenti, hogy az elmúlt 10 évben a csúcsigény 28 %-kal nőtt, míg a teljes kereslet csupán 15 %-kal. Ellátásbiztonság szempontjából a stratégiai tartalék mechanizmus nem lenne megfelelő ilyen kiugróan magas csúcskereslet esetén, mivel túl nagy extra kapacitás rendszerben tartását követelné meg, ezért szükséges a piaci alapú mechanizmus. Franciaország emiatt a decentralizált rendszert vezette be, mert ezzel jobban követhető a várható csúcskereslet. Decentralizált kötelezettségek esetén bilaterális szerződéskötés van a termelők és a szolgáltatók között. (4. ábra)



4. ábra: Bilaterális szerződések működése

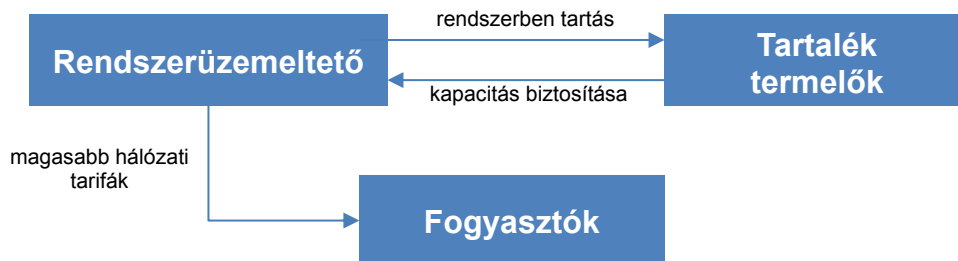
Gazdaságilag előnyös, hogy a rendszerben folyamatosan kiegyensúlyozza magát a kapacitás kereslet és kínálat, a másodlagos piac és a bizonyítványok kereskedetősége alapján. A megoldás támogatja a kereslet oldali kapacitások részvételét is, mely gyorsabban építhető az új termelő kapacitásoknál és ténylegesen megoldást jelent a francia kapacitás problémákra. A szolgáltatók alulról felfelé építhetik fel a teljes keresletüket, mely pontosabban eredményre vezet, mint ha azt egy központi szerv próbálná megbecsülni.

Lengyelország villamos energia piacán az ENTSO-E tanulmánya szerint évi 1,6 % keresletnövekedés várható, így a konvencionális erőművek (nagyraoszt szén-erőművek) leállítása 2025-től nagy kockázatot jelent. A lengyel rendszerirányító a határkereszteső kapacitások fejlesztését tervezi, hiszen az erőművi leállítások következtében megnő az import szerepe. 2020-ig 3,2 GW jelenleg termelő egység leállítása várható elavultság miatt, miközben a reális scenárió 1,33 GW új gázos és 11,8 GW megújuló erőművi blokk telepítésével számol. A leállítások fő oka, hogy a lengyel energiamix 87 %-át teszi ki a szén alapú energiatermelés. A tanulmány szerint, ha 2025 után a csúcsigény 26 000 MW fölé emelkedik, a rendszer nem tudja kielégíteni a fogyasztói igényeket a környező országok segítségével nélkül. Lengyelország a tartalék mechanizmus bevezetése mellett döntött, mely célja, hogy elégséges kapacitást tartson üzemben a kivonulást tervező erőművek rendszerben tartásával.



5. ábra: A stratégiai tartalék kínálat növekvő hatása

A 5. ábra a stratégiai tartalékok piacra lépését szemlélti. Az 1-sel jelölt szakaszán a piac képes kielégíteni az átlagos keresletet, de csúcskereslet esetén a kereslet meghaladja a kínálatot, így magas ár alakulna ki. A következő szakasz azt jelöli, amikor a rendszerüzemeltető engedélyezi a tartalékok termelését, ezzel egyszeri kapacitásnövekedést eredményezve. A tartalékokat úgy kalibrálják, hogy fedezze a csúcskeresletet. Mivel jellemzően meghatározott áron lép be a stratégiai tartalék, ez egy implicit ársapkát is jelent.



6. ábra: A stratégiai tartalék működési mechanizmusa

A HAZAI ELLÁTÁSBIZTONSÁG KÉRDÉSEI

A hazai viszonyokat jellemzi, hogy az erőművek leállása miatt a hazai rendszer csúcsterhelése mára megközelíti a rendben rendelkezésre álló (időjárásfüggő megújuló kapacitásokkal csökkentett) kapacitás mértékét. A magyarországi leállások fő oka, hogy a fosszilis erőműveket hátrányosan érintő versenypiaci folyamatok, nagyerőművek termelésből való kiszorítását eredményezték. A hosszútávú megállapodási szerződések (HTM) megszűnése egybeesett a gazdasági válság kezdetével, ezáltal a hazai termelők versenypiaci kitettsége hirtelen megnőtt.

Más európai piacokhoz hasonlóan a magyar piacot is külső erők befolyásolják. Ilyen a megújulók térnyerése, a Nyugat-Európából beáramló olcsó import, a stagnáló

villamosenergia-kereslet, a gáz és szén árának egyre növekvő különbsége és a CO₂ kvóta alacsony ára, amely versenyhátrányba hozza a gáz alapú erőműveket.

A magyar tulajdonosok nem hajtanak végre olyan beruházásokat, ahol a fix költségek fedezete nem biztosított. Ezt jól mutatja, hogy jelenleg minden ilyen tervezett beruházás fel van függesztve vagy törölték őket. A legtöbb felfüggesztett beruházás kombinált ciklusú erőművi építés lett volna, mely a magas gázár, az alacsony CO₂ kvótaár, valamint az alacsony áramár miatt nem térül meg. Ennek következtében a jelenlegi géppark jelentős része erkölcsileg elavult és külső piaci körülmények okán versenyképtelenné vált. Továbbá ezen erőművek jellemzően közelednek egy-egy jelentősebb nagykarbantartáshoz, amely egyenként 10-20 millió eurós beruházást igényel, összesen ez 100 millió eurós nagyságrend. Ha a piaci körülmények nem változnak, akkor a hazai erőműpark további leépülése valószínűsíthető, ami az import kapacitások megléte mellett is jelentős ellátásbiztonsági kockázatot jelent. Ezt az ENTSO-E elemzése is megerősíti, viszont megállapításuk szerint az import erre az országon belül kapacitáshiányra kellő fedezetet nyújthat. A konzervatív scenárió a tervezett CCGT erőművi beruházások kedvezőtlen működési környezete miatti elhalasztásával és az importfüggőség növekedésével számol, míg a reális néhány tervezett CCGT erőmű megépülésével és az importfüggőség csökkenésével. Mindkét előrejelzés a megújuló termelési kapacitások duplázódására számít 2010-hez képest, ami az szükséges kapacitásfejlesztés mellett nem számottevő. A jelenleg a régiós villamosenergia-piacokon a nemzeti szuverenitás érvényesül, azaz a hazai fogyasztók keresletének kielégítésé előnyt élvezhet az exporttal szemben, abban az esetben, ha a kínálatot meghaladná a kereslet. Ennek következtében az arra jogosult entitások felfüggeszthetik a piacok működését, ez a környező országok piacaira hátrányos hatással lehet.

A magyar villamosenergia-piacon két jól elhatárolható időszak van, a nyár és a tél. Nyáron nagy mennyiségű import kapacitás érkezik az időjárásfüggő termelők teljesítménynövekedése miatt, emellett a szomszédos országoknak kisebb a fogyasztása. Télen a déli országok fogyasztása megnő, így erős észak-déli irányú villamosenergia-kereskedelem alakul ki. Különösen hideg csapadékmentes időszakban a déli országokból egyáltalán nem várható export áram, valamint több országban is negatív a maradó kapacitás, így ezekből az országokból legfeljebb csak távoli források re-exportjával lehet villamosenergia-importtal számolni. Az előbbieket mellett a sérülékeny fogyasztók ellátása és a piacidegen beavatkozások miatt a téli időszakban várhatóan a legnagyobb haza forrásigényekre kell felkészülni. Bár az extrém csúcsigények viszonylag ritkán jelentkeznek, ha a villamosenergia-rendszer csak átlagos telekre készül fel, akkor szélsőséges helyzetben akár fogyasztó korlátozásokra is szükség lehet.

Összegezve a magyar villamosenergia-piacot az ellátásbiztonság szempontjából arra juthatunk, hogy a hazai energiapolitikai és az EU-s elvárásoknak is megfelelő kapacitás-mechanizmus bevezetése válhat szükségessé. A jövő ellátásbiztonsági kérdéseivel ma kell foglalkoznunk. Amennyiben nem kezdődnek új erőművi befektetések, illetve a jelenleg még elérhető, szabályozható erőművi kapacitások kivonulnak a piacról, a magyar piac kiszolgáltatottá válhat. A várakozások szerint az importtal a fogyasztói kereslet általában ugyan kielégíthető, azonban előfordulhatnak olyan esetek, amikor az import kapacitások szűkülnek, így a hazai ellátás veszélybe kerülhet. Az időjárásfüggő megújuló termelés növekvő részaránya miatt a szabályozási rugalmasság fenntartása akkor is szükséges, ha termelési oldalon nem mutatkozik hiány. Már a közeljövőben előfordulhatnak további erőművi leállítások, kritikus helyzetek, ha a piaci körülmények nem változnak. A megoldás keresését - a hosszú beruházási ciklusokra való tekintettel – az ellátásbiztonsági színvonal megtartása érdekében célszerű akár ma elkezdni!

Pap Kristóf Gyula

Az Energetikai Szakkollégium tagja