



A brit döntés háttere: az erőművi beruházások és a villamos energia-ár kölcsönhatása

2014. április 3-án került megrendezésre az Energetikai Szakkollégium Ganz Ábrahám emlékfélévének 5. előadása, melynek megtartására Kerekes Lajost, a Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont (REKK) kutató főmunkatársát kértük fel. A brit döntés tulajdonképpen azt takarja, hogy a francia EDF vezette konzorcium (EDF, Areva, továbbá két kínai cég a CGNPC és a China National Nuclear Corporation) atomerőművet építhet Angliában, mely a tervek szerint 2023-ban kezdheti meg működését. A brit kormány 92,50£/MWh-s kötelező átvételi árat biztosít az erőműnek az indítást követő 35 évre. Ennek a döntésnek a hátteréről beszélt az előadónk, megvizsgálva annak előzményeit és körülményeit. Az előadás első felében megtudhattuk, hogy miképpen jutottak el a britek a villamos energia piaci liberalizációjától egy egészen másfajta energiapolitikai irányba. Ezek után arra tért ki az előadó, hogy ez a brit energiapolitikai fordulat hogyan illeszkedik a jelenlegi európai szabályozási és piaci kontextusba. Vajon sérti-e ez a döntés az EU állami támogatásokról szóló rendelkezéseit? Milyen kapcsolata van egymással az erőművi beruházásoknak és a villamosenergia-piacokon kialakuló áraknak? Az előadás utolsó harmadában kimondottan a nukleáris projektek gazdasági előnyeivel és hátrányaival ismerkedhettünk meg.

A brit villamosenergia-piac rövid történelme

A brit kormány többéves előkészületet követően 1989-ben úgy döntött, hogy a villamosenergia-szektorát erőteljesen megreformálja. Korábban egy állami tulajdonban lévő, vertikálisan integrált vállalkozás dominálta a brit energiaszektor (CEGB), hasonlóan Magyarországon a korábbi MVM Tröszt működéséhez. A beruházási döntéseket ebben a rendszerben az állam illetve ez a monopólium határozta meg. Az akkori brit vezetés úgy döntött, hogy feldarabolják ezt a vállalatot, és az egyes darabjait különböző mértékben privatizálják, majd pedig piaci alapra helyezik az erőművi beruházásokat és a villamos energia kereskedelmét. Ebből a célból létrehoztak egy szervezett piacot, az ún. pool-t, ahol a CEGB-ről leszakadt vállalatok értékesítettek, a

villamosenergia-piaci tőzsdéhez hasonlóan. Az ajánlatokat egy nappal előre, félórás időintervallumokra kellett megadniuk a cégeknek. A különbséget az jelentette a tőzsdéhez képest, hogy ezek sokkal komplexebb értékesítési ajánlatok voltak, melyeknek nem csak az árakat és mennyiségeket, hanem műszaki paramétereket is tartalmazniuk kellett. 1990-től kezdve kötelező volt minden erőműnek a pool-on keresztül értékesítenie. Ebben az időszakban két vállalatcsoport a Powergen és a National Power tulajdonában volt az összes jelentős nagy-britanniai erőmű. Tulajdonképpen ez a duopólium uralta a villamosenergia-előállítás akkori állapotát. A két cég beadta az árajánlatát és a pool-ban kialakuló árakon történt a villamos energia értékesítése a szolgáltatók felé. További fontos eltérés a tőzsde és a pool között, hogy itt nem volt kereslet oldali résztvevő, csak a bizonyos két vállalat adott be értékesítési árajánlatokat. Ezek után állt össze egy ún. merit order görbe, mely a villamosenergia-rendszer irányító által különböző félórás időközökre megadott várható kereslet függvényében határozta meg az árakat. Tehát ekkoriban a verseny erősen korlátozott volt a villamos energia értékesítés terén Nagy-Britanniában.

A 90-es évek közepétől indult meg egy újabb változás. Az angolok „dash for gas”-nek nevezik ezt az időszakot, amikor is a meglévő vállalkozások, valamint az újonnan belépők új, kombinált ciklusú, gázüzemű CCGT erőműveket kezdtek el építeni. Ezek az erőművek ugyan még a pool-on értékesítették az energiát, de megengedett volt nekik, hogy hosszú távú villamos energia szerződésekkel fedezzék le a pool-beli ármozgások kockázatait. Ezeket a liberalizált környezetben megkezdődött erőművi beruházásokat többfajta szabályozási intézkedéssel ösztönözték, hogy piacra tudjanak lépni. Ennek következménye, hogy a CCGT erőműveknek 6-7 év leforgása alatt közel nulláról egyharmados szintre: 0-ról 27%-ra növekedett a részesedésük a brit villamosenergia-termelésben. Már ebben az időszakban látszott, hogy vannak hibái a működő kötelező szervezett piacnak. Az előadó elmondta, hogy a Britek a legnagyobb problémát abban látták, hogy még mindig az a két vállalkozás dominálta a kereskedelmet a pool-on, amely kettő a korábbi monopóliumból kialakuló duopóliumot alkotta, így nehéz volt azt mondani, hogy valódi versenyhelyzet lett volna közöttük.

2001-ben döntöttek úgy Nagy-Britanniában, hogy megszüntetik a pool-t és helyette a mai magyarországihoz hasonló rendszert hoznak létre. A változtatás nyomán tehát nem volt egy kötött fórum ahol a villamos energiát értékesíteni kellett, hanem bárki bármilyen szerződéssel megtehetette azt.

Ezzel egy időben, de ettől függetlenül nagymértékű villamosenergia-ár csökkenés volt megfigyelhető. Néhány év alatt 30-40%-ra tehető ez a csökkenés, amely nem maradt következmények nélkül. A brit szenes erőművek képtelenek voltak érvényesülni a piacon és egyre kijebb szorultak a CCGT erőművekkel szemben. Sok erőmű átmenetileg vagy véglegesen bezárt, cégek jutottak csődbe. Többek között a British Nuclear is erre a sorsra jutott, ezért állami segítségre volt szükségük a túléléshez.

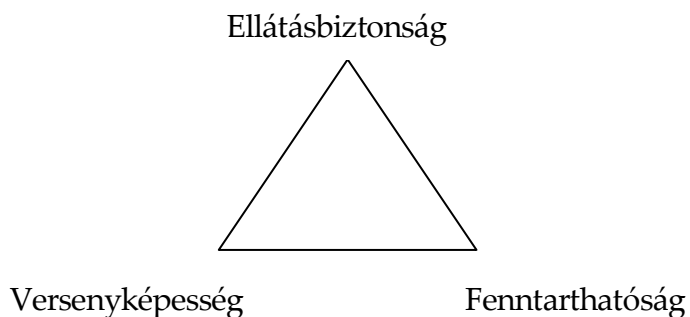
Azt a folyamatot, amely végül az előadás címében említett „brit döntést” eredményezte, tulajdonképpen egy jelentés indította el 2000-ben, melyet egy, a brit kormány által is elismert intézmény (Royal Commission on Environmental Pollution)

készített. Ez a jelentés a klímaváltozás jelenségéről, az emberi tevékenységnek arra gyakorolt hatásáról szólt. Ettől kezdve néhány év leforgása alatt a kormány fő prioritásai közé emelte a klímavédelmet és eltolta az energiapolitikai döntéseinek hangsúlyát a dekarbonizáció felé.

A 90-es években Nagy-Britannia nettó energiahordozó-exportőr volt, ami 2004 környékén megváltozott, ugyanis az északi-tengeri kőolaj- és földgázlelőhelyei kimerültek. Ennek következtében elkezdődött az energiahordozó árak jelentős növekedése. Ekkor tudatosult a brit döntéshozókban az, hogy az energiafüggőség a szigetországban is probléma lehet.

Ezek voltak azok a tényezők, amelyek megelőzték a brit döntést. Az előadó megjegyezte, hogy az intézkedéseknek csak egy része az, hogy a kormány árgaranciát nyújt a még nem épülő, de nagyfokú előkészítés alatt álló atomerőművi projektnek a Hinkley Point-i erőműben. 92.5 £/MWh-s árban egyezett meg a brit kormány, ami azt jelenti, hogy ha a villamos energia árak ez alatt az ár alatt alakulnak, akkor az állam - egy később kijelölésre kerülő intézményen keresztül - a garantált árat biztosítani fogja. Természetesen a megegyezés kétoldalú: hogyha a piaci árak a szerződött szint felett alakulnak, az erőmű akkor is köteles a szabott áron értékesíteni. Tulajdonképpen ez a döntés a kockázatkezelésről szól.

A következő háromszög az energiapolitika prioritásait mutatja be:



A liberalizációtól azt várták, hogy az energiatermelésben versenyhelyzet alakul ki. A 2000-es években azonban nagyobb hangsúly helyeződött a fenntarthatóság, nevezetesen a dekarbonizáció kérdéskörére, így a versenyképesség szempontjai már hátrébb szorultak. A brit kormány célul tűzte ki, hogy 2050-re a villamos energiatermelés szén-dioxid emissziója az 1990-es évek kibocsátásának az 5%-ára csökkenjen le, tehát gyakorlatilag nullára. Az Előadó elmondta, hogy ez a csökkentés nehezen megvalósítható a szenes illetve gáztüzelésű erőművekkel, mivel a szén-dioxid-leválasztása igen költséges technológia. Ezért a britek úgy döntöttek, hogy átalakítják az egész brit energiaszektor, hogy az alacsony CO₂ kibocsátású erőművek előnybe kerülhessenek. Így a britek egy diverz technológiai mixet hoztak létre, amelyben vannak megújuló kapacitások, szenes és gázos erőművek CO₂ leválasztó technológiával, illetve nukleáris erőművek.

Ennek érdekében négy döntést hoztak:

- 450g/kWh emissziós korlátot vezettek be;
- „széndioxid adó”-t vezetnek be, mely a CO₂ kvóta árához (~10-15€) még egy 5-10 €-s többlet költséget ad hozzá;
- árgarancia (Contract for Difference)
- kapacitáspiac létrehozása

Mindezeket törvénybe is foglalták, mely egyedülálló jelenleg Európában.

Európai kontextus

Jelenleg az Európai Unió tagállamaiban működő villamosenergia-piacok nagyrésze regionális piacegyesítések keretében működik. Ez azt jelenti, hogy például a két szomszédos ország árajánlatai ugyanarra a tőzsdére futnak be. Így mindaddig közömbös, hogy melyik országban van a vevő és melyikben az eladó, ameddig a két ország közötti átviteli kapacitása a kereskedelmet fizikailag lehetővé teszi. Ebből az következik, hogy közeledni fognak egymáshoz a villamosenergia-árak, (az ún. spot árak, vagyis másnapi árak). Jelenleg Magyarország a szlovák és a cseh piacokkal van összekapcsolva a HUPX-en keresztül, így a magyar másnapi árak jelentősen konvergálnak a cseh és szlovák árakhoz. A nagy energetikai vállalatok és az uniós döntéshozók is elhatározták, hogy az európai országok villamosenergia-piacait összedolgozzák, tehát egy közös európai villamosenergia-piacot hoznak létre. Ez a tagállamonként eltérő szabályozási környezetben nem lehetséges, ezért először a nemzeti szabályozások harmonizációjára törekedtek, majd a szabályalkotás egységesítésére. Ennek érdekében olyan rendeleteket hoztak, melynek közvetlen következménye, hogy a villamosenergia-piac szabályozási kompetenciáit lassanként elveszik a tagállamoktól. Ezekben a rendeletekben lévő ún. Network Code-ok, miután elfogadja őket az európai törvényhozás, tulajdonképpen azonnal beépülnek a hazai villamosenergia-kereskedelmi szabályzatokba. Az előadó megjegyezte, hogy ezek lesznek azok a szabályok, amelyek az egyes tagállamokban lévő piaci szereplők döntéseit és mozgásterét meg fogják határozni a jövőben.

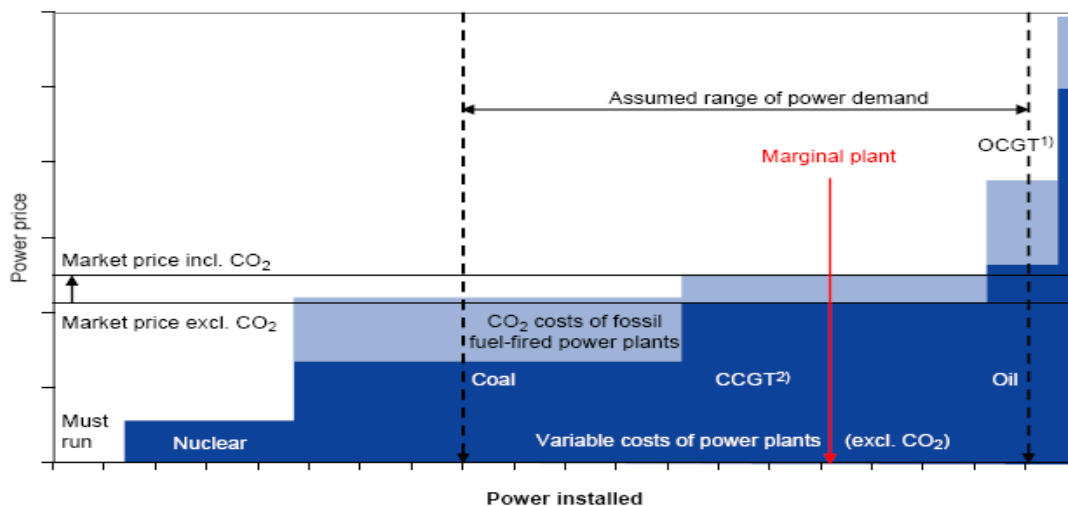
A három húszer európai célkitűzés azt mondja ki, hogy 2020-ra az energia-termelés 20 %-át megújuló energiaforrásokból kell biztosítani, valamint 20 %-os energia megtakarítást kell elérni, továbbá az 1990-es szinthez képest 20 %-kal kell csökkenteni a CO₂ kibocsátást. Ezért elindult egy nagyon erős megújulóenergia-támogatási és egy széndioxid kereskedelmi rendszer. A villamosenergia-átvételi árak szabályozásával próbálják az emissziómentes erőművi technológiák felé elmozdítani a beruházásokat.

2009-2010-et követően a villamos energia kereslete és így az ára is csökkenni kezdett, amelyet a szénárak nagyjából követni tudtak, ezen felül a széndioxid kvóta-árak is csökkentek. Ennek következtében Európában a földgáztüzelésű erőművek nagyon rossz helyzetbe kerültek. A hatósági árak következtében a megújuló beruházások felfutottak, ezek jellemzően szél- és naperőmű kapacitásokat jelentenek. A naperőművek éppen

akkor termelnek, amikor klasszikusan a villamosenergia-piacon magas a kereslet, jellemzően déli órákban. Mindez azt eredményezte, hogy a csúcsidei árak csökkenni kezdtek. Az előadó kifejtette, hogy azok az erőművi beruházók, akik arra alapozták döntésüket, hogy ugyan nem fognak sokat termelni, de azt a csúcsidei időszakban teszik és így nagyon magas árbevételt fognak majd realizálni, nehéz helyzetbe kerültek, ez a fajta üzleti modell ellehetetlenülni látszik. Ma Európában egészen nagy határfokú, 1-2 éves kombinált ciklusú erőművek leállni kényszerülnek, gyakorlatilag értéküket veszítették. Ez hosszútávon ahhoz vezethet, hogy nem lesz elegendő beépített kapacitás, hogy a csúcsidei energiaigényeket biztonságosan ki tudjuk elégíteni és még egy biztonságos tartalék kapacitás is legyen a rendszerben. Ezt a hatást kompenzálva, az európai szabályozást is megpróbálják átalakítani mind a szén-dioxid kvóták átgondolásával, mind pedig a megújuló támogatás reformjával. Ezen felül, néhány európai tagállam a kapacitás-piacbevezetését is tervezi.

A villamosenergia-ár meghatározása

A következő ábra azt mutatja be, hogy a beépített kapacitások mérete, illetve a termelő egységek beajánlott árai, valamint a kereslet aktuális mérete, hogyan alakítják ki a piaci árat. Továbbá megállapítható, hogy melyik lesz a marginális erőmű, vagyis hogy melyik az ármeghatározó erőmű (a marginális erőmű az ármeghatározó erőmű, de nem csak ő értékesít villamosenergiát, hanem mindeki, akinek a határköltsége az éppen aktuális piaci ár alatt van)



Merit order görbe

Az előadó hozzátette, hogy nagyon lényeges az, hogy az erőművek a változó költségeik függvényében fognak árajánlatot tenni a villamosenergia-tőzsdén. Így adódik, hogy a megújuló energiakapacitások, mivel a változó költségük szinte nulla, biztosan termelni fognak. A nukleáris erőműveknek illetve a szenes és lignittüzelésű erőműveknek is alacsony a változó költségük, ezért ők is alacsony árajánlatot fognak

tenni. Itt felmerül a kérdés, hogy miért nem azt az árajánlatot teszik az erőművek, ami az ő teljes megtérülésüket biztosítja? A válasz az, hogy ha már a változó költségeit ki tudja termelni az adott erőmű és ezen felül a fix költségeinek 10-20 százalékát is, akkor biztosan termelni fog, mert érdeke az, hogy a fix költségeit kitermelje. Ezért van az, hogy az energiapiaci tőzsdére az erőmű mindig változó költségeivel fog árajánlatot tenni.

A függőleges vonal, a keresleti görbe és a vízszintes lépcsőzetes ajánlatokból összeálló kínálati görbének a metszéspontja lesz az, amely meghatározza a kialakuló árat. Ezt az árat fogja megkapni az összes éppen termelő erőmű, függetlenül attól, hogy milyen árat ajánlottak be, kivéve azokat a megújulókat, melyek a piaci árat meghaladó támogatott árat kapnak. Tehát egy magas, 90£-os kötelező átvételű brit atomerőmű a változó költségein fog beajánlani a tőzsdére, így nem hogy emelni fogja a kialakuló piaci árat, hanem csökkenteni fogja azt. Az előadó hozzátette, hogy ez természetesen még nem azt fogja jelenteni, hogy a fogyasztóknak is olcsóbb lesz a villamos energia, mivel a kialakuló piaci ár és a kötelező átvételi ár különbségét ki fogja pótolni az állam, amelyet viszont szét fog osztani a fogyasztókra. Mindebből következik, hogy ha magas termelési költségű blokkok lépnek be az adott ország villamos energia piacára, az nem fog feltétlenül magas nagykereskedelmi árszintet eredményezni. Az árszintet az határozza meg, hogy a jelenkori marginális erőmű határköltsége mekkora.

Nukleáris beruházók piaci kockázatai

Kerekes Lajos kifejtette, hogy a mai 3. generációs atomerőműveknek számos előnyük van a befektetők szempontjából. Ezek az erőművek nagyfokú biztonsági, ún. passzív védelmi rendszerekkel vannak felszerelve. Az éves kihasználtságuk a forgalmazók szerint 90%-körüli lesz. Továbbá hosszú, általában 60 évre tervezett üzemidővel rendelkeznek. A működésük során ezek a típusú erőművek nagyon kiszámítható és stabil üzemeltetési költséggel rendelkeznek, amelyek a többi típusú erőműhöz képest alacsonyabbak. Az urán piaci ára kevésbé fluktuál, mint például a földgáz vagy a szén ára, valamint a világ néhány urán termelő országa stabil politikai háttérrel rendelkezik. Ezen felül az erőművek közvetve, már kész üzemanyag formájában jutnak hozzá az uránhoz, melyet hosszú távú szerződésekkel szereznek be. Ezek a fűtőelemek relatíve jól készletezhetőek, ami tovább javítja az ellátásbiztonságát az adott erőműnek. Továbbá ez egy CO₂ kibocsátás mentes technológia, mely a brit energia politikába nagyon jól illeszthető.

Ezek után kitért az előadó, hogy melyek a beruházót sújtó kockázatok. A hosszú a kivitelezési idő alatt, amely általában 5-6 év a szabályozási környezet nagymértékben megváltozhat, pl.: pótlólagos biztonsági szabályok lépnek életbe, melyek nagymértékben növelik a költségeket. Sok alvállalkozó dolgozik egy ilyen projekten, amely nagyfokú koordinációt és nagyon jó kommunikációt igényel. Ezen felül mivel ez egy új technológia sok-sok új probléma merülhet fel az építkezés során. Egy CCGT erőműhöz képest melyből akár egy évben 10-15-öt is építhetnek, már-már egy rutinszerű építkezésnek számít, míg itt a 3. generációs atomerőműveknél nincs egy bevált metódus, ami alapján dolgoznának, ezért szinte mindig problémába ütköznek az építkezés során. Tovább

nehezíti a helyzetet, hogy ugye egy-egy atomerőmű építése szinte minden esetben egyedi, illetve telephelyspecifikus. Végül ez alatt az 5-6 év alatt az építő anyag árak nagymértékben változhatnak pl. az acél vagy a beton ára, mely tovább növelheti a beruházó költségeit. Egy erőmű már az építkezés első szakaszában megköti a villamosenergia-értékesítési szerződéseit így egy esetleges csúszás a projektekben nagy költségtöbbletet jelent a beruházónak. Ilyen esetben, ha nem készül el időben az erőmű, neki is a piacról kell megvásárolnia a villamos energiát majd azt továbbadni. Továbbá a felvett hitelek kamatait már azelőtt el kell kezdeni törleszteni, mielőtt termelne az erőmű. Végül társadalmi kockázata is van egy ilyen projektnek. Itt első sorban a hulladékelhelyezésről, illetve a bezárásra kerülő erőművek leszereléséről van szó, amelyeknek a környezeti illetve a költség kockázatai nem elsősorban a beruházót, hanem a társadalmat terheli.

Összefoglalva, egy olyan erőművi beruházás sem feltétlenül jelenti a villamos energia piaci árának megnövelését, amelynél egy relatív magas, akár a jelenlegi villamos energia-piaci árának a kétszeresén történő kötelező átvételi ár jellemző, feltéve, ha a bizonyos erőműnek alacsonyak a változó költségei. Jelen esetben a Hinkley Point-i erőmű éppen ilyen. Tehát az előadásból megtudhattuk, hogy a brit atomerőmű relatív magas kötelező átvételi árának nem lesz nagykereskedelmi árfelhajtó szerepe, emellett a brit energiapolitikába jól illeszkedik az atomenergia, mint karbonmentes erőművi technológia. Azonban azok a költségelemek, melyek a nagykereskedelmi árakon keresztül nem térülnek meg, szinte biztosan beépülnek majd a végfogyasztói árakba.

Pintér Tamás

Az Energetikai Szakkollégium tagja