



BME OMIKK
ENERGIAELLÁTÁS, ENERGIATAKARÉKOSSÁG
VILÁGSZERTE

45. k. 7–8. sz. 2006. p. 18–33.

Az energiagazdálkodás alapjai



Költségek és árak a szélenergia európai hasznosításában

Összeállításunk a szélenergia-termelés beruházási és költségszerkezetére összpontosítja a figyelmet, beleértve a szélturbinák élettartamát és karbantartási költségeit is. Fontos hangsúlyt kap a hagyományos erőművek kiváltásának gazdaságossága is. Az externális költségek (környezetterhelés, annak népegészségügyi következményei stb.) nélkül a szélenergia ma már a versenyképesség határán van, azokat is figyelembe véve pedig jóval gazdaságosabb a fosszilis forrású energiatermelésnél.

Tárgyszavak: szélenergia; szélerőmű; szélturbina; szélkerék; költség; üzemeltetés; karbantartás.

A szélenergetika Európában és világszerte is gyors fejlődésnek indult. Az elmúlt évtized során a teljes létesített erőművi kapacitás a 1992-es 2,5 GW-ról 2003. végére csaknem 40 GW-ra nőtt, ami közel 30%-os átlagos éves növekedés (részletesebben lásd előző cikkünket). Jelenleg azonban csak néhány, nagy szélsébségű vidékeken telepített szélerőmű versenyképes a hagyományos villamos erőművekkel. Az alábbiakban, az Európai Szélerőmű Szövetség (EWEA) által készített összefoglaló

tanulmány [1] megfelelő része alapján a szélenergia-termelés beruházási- és költségszerkezetére összpontosítjuk a figyelmet, beleértve a szélturbinák élettartamát és karbantartási költségeit is. A szélerőből termelt villamos energiát hálózathoz csatlakozva és egyedülálló áramtermelő egységként is hasznosítják. A továbbiak elsősorban a jelenleg működő szélturbinák túlnyomó részét képviselő hálózatra csatlakozó üzem mód gazdaságossági kérdéseit tárgyalják.

A beruházások és a költségek struktúrája

A szélenergia hasznosításával termelt villamos energia előállításának gazdaságosságát az alábbi alapvető paraméterek határozzák meg:

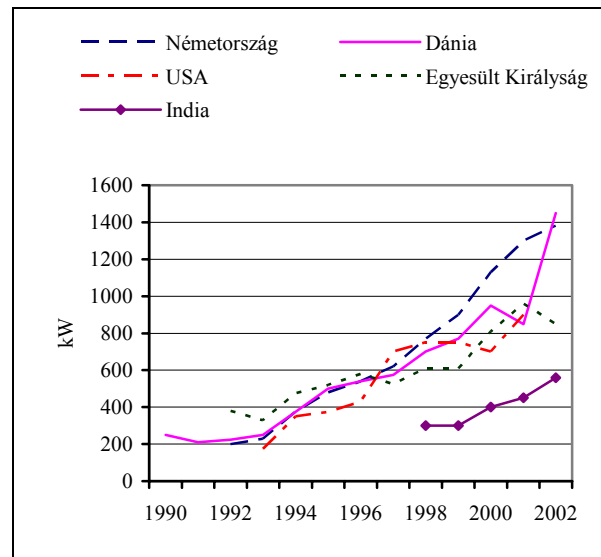
- a beruházási költség, beleértve a kiegészítő költségeket is, amelyek a létesítmény alapozásával, hálózati csatlakoztatásával stb. kapcsolatosak;
- üzemeltetési és karbantartási költség;
- a termelt energia/az átlagos szélesebbesség nagysága;
- a turbina élettartama;
- kamatláb.

A fentiek közül a legfontosabb a szélturbina által termelt villamos energia mennyisége és a turbina beruházási költsége. Miután az előbbi szoros függvénye a szélesebbességnek, a telepítés helyének kiválasztása kritikus szerepet játszik. A hálózatra csatlakoztatott szélturbinák tekintetében az utóbbi években a következő fejlődési trendek tapasztalhatók:

- a szélturbinák átlagos méretei és magassága is egyre nő;
- folyamatosan nő a berendezések hatékonysága;
- általában véve az 1 kW beépített kapacitásra eső fajlagos költségek csökkennek.

A szélenergetikában fontos szerepet játszó országok adatai alapján az 1. ábra az értékesí-

tett szélturbinák átlagos méreteinek növekedését mutatja. Az elmúlt 10–15 év folyamán az átlagos turbinateljesítmény az 1990-es 200 kW-ról 2002-ben Németországban és Dániában már csaknem elérte a 1,5 MW-ot. Mindazonáltal az adott területen komolyabb eredményeket felmutató országok között lényeges eltérések tapasztalhatók. Míg Dániában és Németországban a 2002. évi átlagos beépített kapacitás 1450, illetve 1400 kilowatt volt, Spanyolország, az USA és az Egyesült Királyság átlaga 850–900 kW. A kapacitás tekintetében Dániában 2001-ről 2002-re bekövetkezett nagymértékű növekedés főként a Horns Reefben létesített off-shore (a part menti tengeri vizekbe telepített) szélkerék-farm üzembe állításával függ össze, mivel e part menti szél-erőműben 80 db, egyenként 2 MW kapacitású szélturbina üzemel.



1. ábra A szélturbinák átlagos méreteinek változása a legfontosabb alkalmazó országokban

Ami a 2002-ben legtipikusabb és legkelendőbb, a piac több mint 50%-át kitöltő szélturbinák kapacitását illeti, az 750 kW-tól 1,5 MW-ig változott. 30%-ra növekedett azonban az 1,5 MW-os és ennél nagyobb teljesítményű szélturbinák piaci részaránya is, 2002 végére a 2 MW-os és ennél nagyobb kapacitású szélturbinák már szárazföldön telepített létesítményeknél is egyre keresettebbeké váltak. A szélturbinák növekvő magassága önmagában is az össztermelés növekedése irányában hat, mivel a magassággal általában nő a szél ereje. Ugyanez mondható el a szélviszonyok értékelési módszereinek fejlődéséről is, aminek köszönhetően javult az erőművek telepítési helyének kiválasztása is. Mindazonáltal a szélenergetikáját gyorsan fejlesztő Németország és Dánia tekintetében már megállapítható, hogy ezekben az országokban a legkedvezőbb szárazföldi telephelyek már foglaltak, és a jövőben létesítendő kontinentális szélturbináknak gyengébb átlagos szélességekkel kell beérniük. Ugyanakkor a szélenergetika fejlesztésében élenjáró országokban egyre fontosabb szerepet kap a korábban létesített kisebb szélturbinák nagyobb teljesítményűekre cserélésében rejlő tartalékok kihasználása is.

Az utóbbi években a konstrukciós fejlesztéseknek köszönhetően jelentős mértékben javult a berendezések elektromos hatásfoka, ami a

referencia telephelyen évente termelt átlagos energiamennyiséggel fejezhető ki a lapátok által súrolt területhez viszonyítva (kWh/m^2). Az utóbbi 15 év folyamán a szélturbinák hatásfokának javulása, a magasabbra került gondolák és a telephely szakszerűbb kiválasztása együttesen az általános hatékonyság évi 2–3%-os javulását eredményezték.

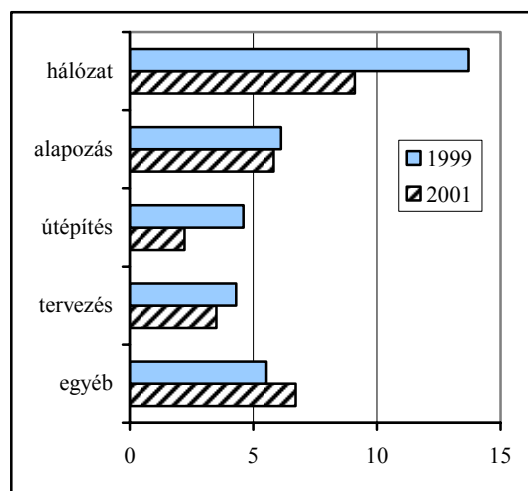
A szélturbinás erőművek létesítésének tökéletességében a berendezés gyártási ráfordításai dominálnak. Az *1. táblázat* (Nagy-Britannia, Spanyolország, Németország és Dánia korlátozott számú objektumainak adatai) szerint a közepes méretű (850 kW és 1,5 MW között), szárazföldön telepített turbinák esetében a beruházási költségek csaknem 80%-át a szélturbinák képviselik, de ez az arány is jelentős mértékben, 74–82% között szórta. A többi költségelem közül tipikusan a hálózatra csatlakoztatás, az elektromos berendezések és az alapozás jelentős, de lényeges arányban szerepelhetnek a beruházási költségek között más, kiegészítő jellegű tételek is, mint például az útépités. A kiegészítő költségek arányát tekintve szintén jelentős mértékű a szóródás: Németországban és az Egyesült Királyságban 24%, Spanyolországban és Németországban 20% alatt. A beruházási költség nemcsak a telepítő országtól, hanem a turbina kapacitásától függően is változhat.

1. táblázat
Tipikus, közepes méretű (850 kW–1,5 MW)
szélturbinás erőművek beruházási költségei

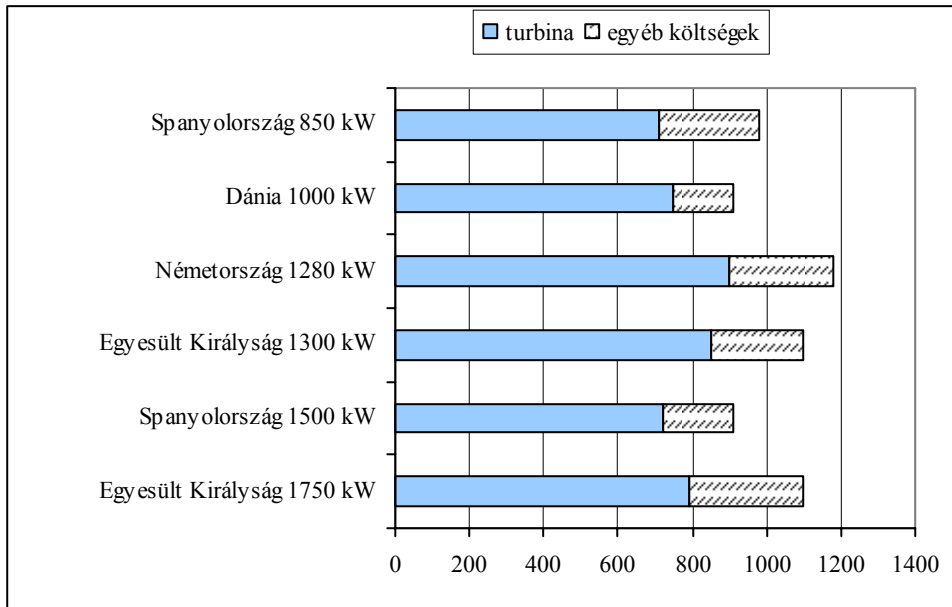
	Résarány a teljes költségen belül %	Jellemző résarány az egyéb költségeken belül %
Turbina (ex works)	74–82	–
Alapozás	1–6	20–25
Villamos szerelés	1–9	10–15
Hálózatra csatlakoztatás	2–9	35–45
Tanácsadás	1–3	5–10
Telek	1–3	5–10
Pénzügyi költségek	1–5	5–10
Útépités	1–5	5–10

A többi költségek jellemzőnek mondható arányát az összköltségből a 2. ábra szemlélteti. Az adatokból látható, hogy a legfontosabb költségelem itt a hálózatra csatlakoztatás, amely egyes esetekben csaknem a kiegészítő költségek felét is eléri, utána jóval kisebb részárányal az alapozás és az elektromos berendezések költsége következik. Normális esetben a tanácsadás és a földbérlet a kiegészítő költségekből csak kisebb mértékben részesedik. A 3. ábra tanúsága szerint 1 kW kapacitás létesítésének fajlagos költsége országoként jelentős mértékben eltér, és jellemzően 900 és 1150 EUR/kW között változik (tekintettel a kisszámú mintára, az adatok óvatosan kezelendők). A beruházások költségeinek időbeni változását Dánia 1989–2001 közötti adatai alapján a 4. ábra mutatja be. A rotorkeresztmetszet jó közelítést ad a turbina által termelt energia mennyiségére, így az 1 kW-ra eső fajlagos költsé-

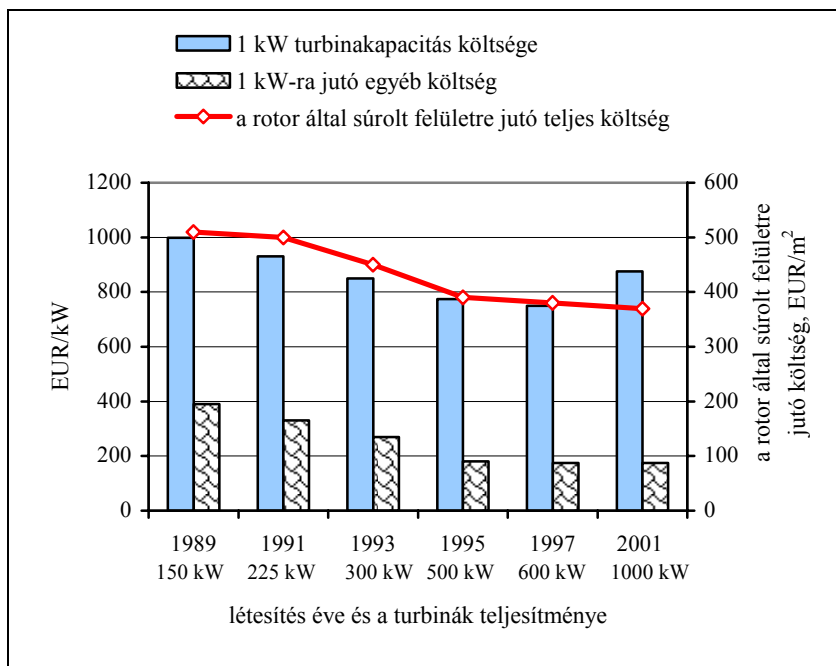
gekre vonatkozóan is. Az adatok szerint a vizsgált időszakban a forgórész által átfogott területegységre eső fajlagos költség évente átlagosan 3%-kal, 12 év alatt közelítőleg 30%-kal mérséklődött. A beépített névleges kapacitásnál 1989–1997 között ugyanez állapítható meg, ezt követően viszont a turbinakapacitás 1000 kW-ra növekedésével a területegységre számított fajlagos költség újra megnőtt. Ennek az az oka, hogy magasabban elhelyezett gondola és nagyobb rotorátmérő esetén a berendezést viszonylag kisteljesítményű generátorral látják el, de összességében így is több áramot termel. A turbinaméretezés hatását ezért különösen gondosan kell számításba venni, különösen csekély és közepes szélességű telepítési körzetek esetén. A költségemelkedés másik oka, hogy 2001-ben az 1000 kW-os szélturbi-



2. ábra A járulékos költségek (hálózati csatlakozás, alapozás stb.) aránya a német szélerőművek teljes beruházási költségéhez képest



3. ábra A teljes fajlagos beruházási költség különböző méretű turbináknál országonként (EUR/kW)



4. ábra A beruházási költségek időbeni változása Dániában, 1989 és 2001 között

na még meglehetősen új berendezésnek számított, ezért a méretgazdaságosság javulásával összefüggő költségcsökkenés csak később je-

lentkezik. A vizsgált időszakban a kiegészítő költségek aránya az összköltségből szintén csökkent (az 1989-es 29%-ról 1997-re mintegy

20%-ra), és e trend az 1 MW-os berendezéseknél is érvényesül (körülbelül 18%).

A szél erőművek üzemeltetési és karbantartási költségei

Az üzemeltetés és a karbantartás költségei számottevő tételt képeznek a szélturbinákkal kapcsolatos éves költségekben. Egy újonnan létesített berendezés élettartama során az általa termelt villamos energia egységére vetített üzemeltetési és karbantartási költségek aránya az összköltségen belül 20–25%-ra tehető. Amíg a turbina új, ez az arány 10–15%, ami a későbbiek folyamán elérheti a 20–35%-ot is. A berendezésgyártók ezért fejlesztési tevékenységük során mind nagyobb figyelmet fordítanak az üzemeltetési és karbantartási költségek csökkentésére – kevesebb rendszeres átvizsgálást és állásidőt téve ezzel lehetővé.

Az üzemeltetési és karbantartási költségek fő elemei a következők:

- biztosítás,
- rendszeres karbantartás,
- javítás,
- tartalék alkatrészek,
- igazgatási költség.

E költségelemek némelyike viszonylag könnyen becsülhető. A biztosítás és a rendszeres karbantartás esetében például a szélturbinák

élettartamának számottevő hányadára érvényes standard szerződések köthetők. A javítással és a tartalék alkatrészekkel összefüggő költségek előrejelzése viszont sokkal nehezebb feladat, mivel ezeket a költségelemeket különösen befolyásolja az, hogy a turbina élettartamának mely szakaszában üzemel – kezdetben alacsonyabb, később viszont megnő az ilyen költség.

Tekintettel arra, hogy az iparág viszonylag fiatal, csak kisszámú turbinára vonatkozóan állnak rendelkezésre 20 éves üzemidőre kiterjedő tapasztalatok. A jelenleg telepített berendezésekhez viszonyítva a régi szélkerekek csaknem mindegyike jóval kisebb kapacitású, és a ma érvényes szabványokhoz képest kevésbé igényes kritériumok figyelembevételével, hagyományos ipari eljárásokkal készültek. Bár róluk is elérhetőek bizonyos költségadatok, a rájuk vonatkozóan becsült üzemeltetési és karbantartási költségeket – különösen a berendezések élettartamának végső szakaszában – óvatosan kell kezelni.

A Németországban, Spanyolországban, az Egyesült Királyságban és Dániában szerzett tapasztalatok alapján a szélturbinák által teljes élettartamuk során termelt villamos energia 1 kWh-jára eső átlagos üzemeltetési és karbantartási költség 1,2–1,5 eurócentre becsülhető. A Spanyolországból kapott adatok szerint a teljes költségek valamivel kevesebb, mint

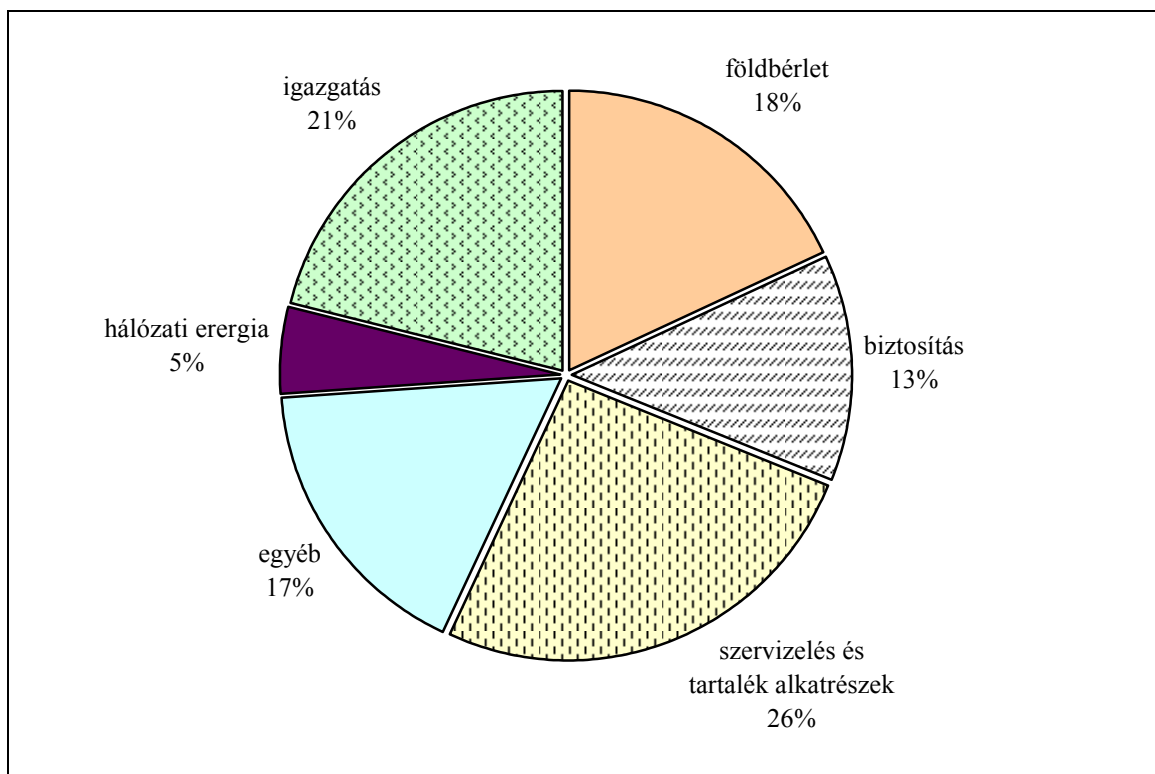
60%-a kapcsolódik a turbina beépítéséhez, illetve a szorosán vett üzemeltetéshez és karbantartáshoz, ezen belül az összeg közel fele tartalék alkatrészeire megy el, a másik fele pedig csaknem azonosan oszlik meg a bérköltések és a fogyóeszközök között, a fennmaradó mintegy 40% is pedig a biztosítás, a telek költsége és az állandó költségek között.

Ami a Németországban működő ilyen berendezések költségviszonyait illeti, normális feltételek esetén a szélturbinák működésének első 2 évében a gyártó garanciát vállal. Így ebben az időszakban az üzemeltetési és karbantartási költség csupán 2–3%-ot képviselt a megtermelt energiára vetített teljes beruházási költségéből, ami 0,3–0,4 EURcent/kWh. Hat év múltán az üzemeltetési és karbantartási költségek aránya valamivel kevesebb a teljes beruházási költség 5%-ánál, azaz közel 0,6–0,7 EURcent/kWh. Ezek az adatok egyébként összhangban vannak a Dániában működő új berendezésekre vonatkozó információkkal.

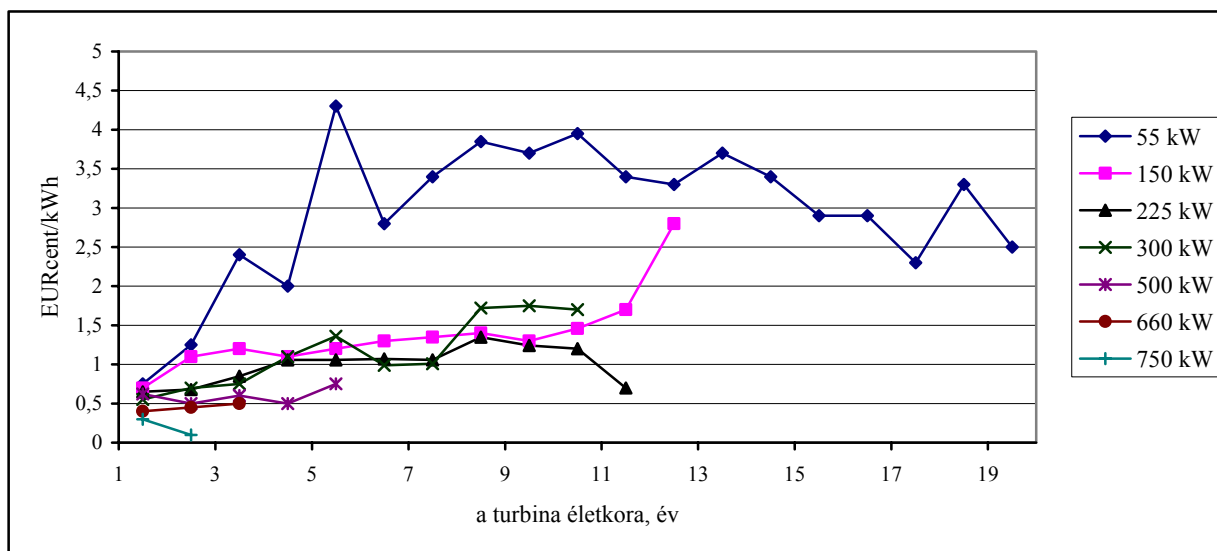
Az 5. ábrán az 1997–2001-es időszakban Németország szélerőműveinél felmerült teljes üzemeltetési és karbantartási költség megoszlása szerepel (a földbérletet és a hálózati áram költségét Spanyolország is itt mutatja ki). Ami pedig Dániát illeti, esetében egy, a szélturbinák gazdasági és technikai élettartamára kiterjedő tanulmány elemzésére lehet támaszkodni,

amely országos ágazati szervezetek, adatbázisok és 1980-ig visszanyúló idősorok felhasználásával készült. A szakmában viszonylag nagy múltra visszatekintő Dániában a tényleges karbantartási költségek között már a felújítási kiadások (pl. turbinalapátok és fogaskerék-áttetelek esetleges cseréje) is szerepelnek. Tekintettel az iparág fejlődésének a nagyobb kapacitású szélturbinák irányába fordulására, a régi és kisebb berendezésekre viszonylag kevés a figyelembe vett adat, míg a fiatal turbinák főként nagy teljesítményűek. A 6. ábrán látható információkat ezért annak tudatában kell értékelni, hogy Dánia esetében a vizsgált minta összetétele az idő függvényében változik, a régi turbinákat időközben leszerelték, miközben sok az üzembe állított új berendezés.

A 6. ábra a kiválasztott turbinatípusok és -méretek melletti üzemeltetési és karbantartási költségek alakulását mutatja be a '80-as évektől kezdődően, 1999. évi állandó euró árfolyamon. Mint látható, az 55 kW-os szélturbináknál már csaknem 20 évre visszatekintő adatok állnak rendelkezésre, ami arra utal, hogy ez az első olyan, sorozatban gyártott szélturbina, amely most közelít élettartamának végéhez. Az e típusnak megfelelő görbén az üzemeltetési és karbantartási költségek már kezdetben gyorsan emelkednek, majd meglehetősen magas szinten stabilizálódva 5 év múltán tartják a 3–4 EURcent/kWh szintet.



5. ábra Szélturbinák átlagos üzemeltetési és karbantartási költségei Németországban 1997–2001 között



6. ábra Egyes szélturbina-típusok üzemeltetési és karbantartási költségei Dániában

Kiderül továbbá az is, hogy az újabb és nagyobb szélturbinák üzemeltetési és karbantartási költségei csökkennek. Ami a 150 kW-os berendezéseknél 10 év múltán kimutatott erős növekedést illeti, ez meglehetősen kisszámú szél-turbinára vonatkozik, ezért vélhetően nem is reprezentatív adat. Az 500 kW-os és ennél nagyobb névleges teljesítményű turbinák üzemeltetési és karbantartási költségei 1 EURcent/kWh alatt, illetve közelében maradnak. Érdekes a 225 kW-os gépek viselkedése is, mivel üzemeltetési és karbantartási költségeik az első 11 évben Németországban, Spanyolországban, az Egyesült Királyságban és Dániában is a becsült 1–1,3 EURcent/kWh értéken belül maradtak.

Az üzemeltetési és karbantartási költségek tehát szoros összefüggést mutatnak a turbinák életkorával, és az első néhány évben a gyártói garanciának köszönhetően tulajdonosaikat csak alacsony költség szint terheli. Tíz év múltán azonban nagyobb javítások és cserék várhatók, az 55 kW-os berendezések példája azt mutatja, hogy a turbinák élettartama során ezek a domináns költségelemek. Dániában gyűjtött, meglehetősen jól reprezentált adatok szerint hároméves, 600 kW-os turbináknál az üzemeltetési és karbantartási költségek 35%-át a biztosítás, 28%-át a rendszeres szervizelés, 11%-át az igazgatási költség, 12%-át a javítás és a tartalék alkatrészek, 14%-át pedig egyéb költségek teszik ki. Megállapították, hogy a biztosítási, a rendszeres

szervizelési és az igazgatási költségek az idő múltával is meglehetősen stabil szinten maradnak, a javítás és a tartalék alkatrészek esetében viszont erős ingadozás figyelhető meg. A dán adatok is alátámasztják, hogy az új és a nagyobb gépek üzemeltetési és karbantartási költségei alacsonyabbak, idősebb berendezéseknél pedig e költségek megnőnek. Ami az üzemeltetési és karbantartási költségek jövőben várható alakulását illeti, itt is számolni kell a méretgazdaságosság javulásának költségcsökkentő hatásával, nemkülönben azzal is, hogy új és nagyobb kapacitású gépeknél az üzemeltetési és karbantartási költségeket is jobban optimalizálják. Ebből azonban az is következik, hogy az új turbinák nem annyira robusztus felépítésűek, mint a régebbi konstrukciók, ezért esetleges váratlan (pl. természeti) események következményeit sem mindig képesek elviselni. Ezeket a megfontolásokat érvényesítve feltételezhető, hogy egy 10–15 éves, 1000 kW-os turbina üzemeltetési és karbantartási költségeinek részaránya nem fog oly mértékben nőni, mint az jelenleg az 55 kW-os turbináknál tapasztalható, de ebben szerepet kap a folyamatos fejlesztés is.

A szélturbinák által termelt villamos energia termelési költsége

A szélturbinák által előállított energia egységköltségét általában a befektetési ráfordítások,

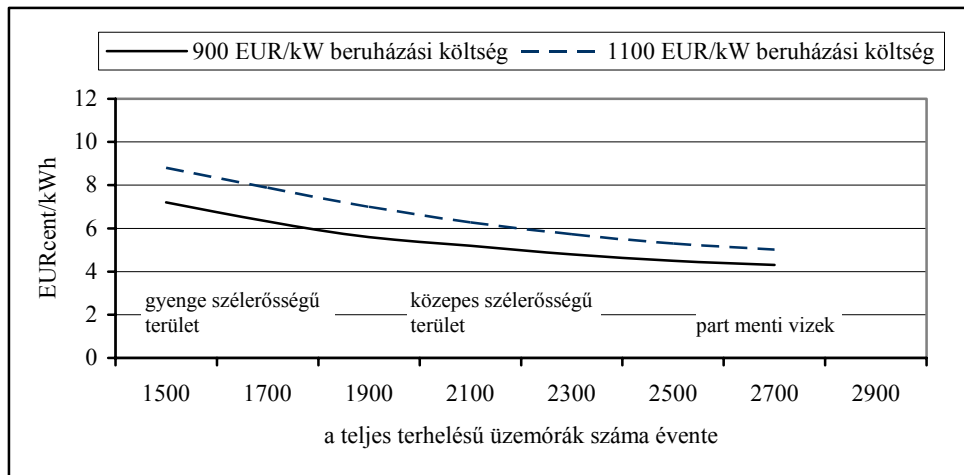
valamint a berendezés élettartama során felmerülő üzemeltetési és karbantartási költségek összevont meghatározásával, majd az így kapott összegnek az éves energiatermelés mennyiségével való elosztásával határozzák meg. Az így kapott költség tehát egy, az élettartamra számított átlagos érték, aminél az üzemeltetés kezdeti időszakában viselendő költségek alacsonyabbak, majd a turbina üzemidejének növekedésével emelkednek. E kalkuláció legfontosabb paramétere a turbina által előállított energiamennyiség. A kedvező szélviszonyokkal jellemezhető helyre telepített turbinák ezért többnyire jövedelmezően működtethetők, míg előnytelenebb helyszíneken e tevékenység pénzügyileg veszteséges. A költségszámítás során ezen kívül az alábbi előfeltételeket érvényesítették:

- napjainkban szárazföldi helyszíneken 850–1500 kW-os új szélturbinákról van szó;
- a fajlagos befektetésigény a korábbi, négy ország adatai alapján végzett kalkulációnak megfelelően 900–1100 EUR/kW;
- a turbina élettartama során felmerülő átlagos üzemeltetési és karbantartási költség 1,2 EURcent/kWh;
- a turbina élettartama a tervezési kritériumoknak megfelelően 20 év,
- az éves kamatláb 5-10%, de az alapvető számításokban 7,5%-ot vettek figyelembe, és e fontos paraméter érzékenységét is vizsgálták;

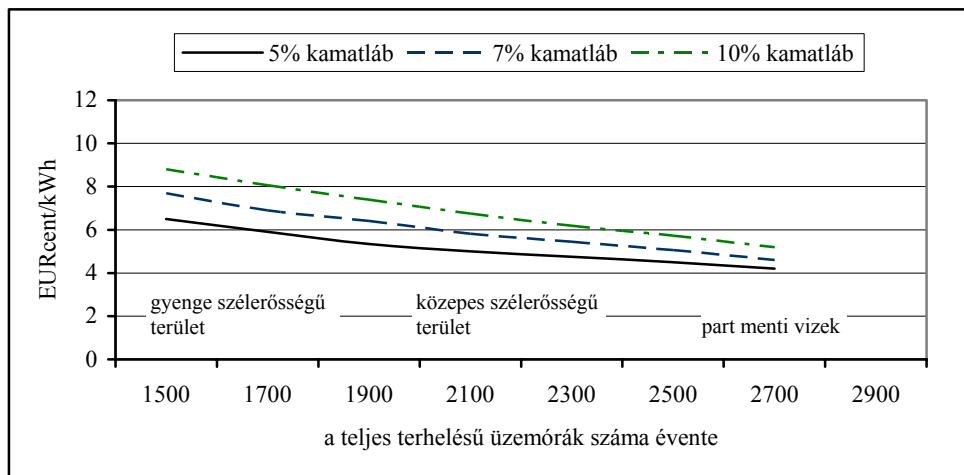
- a gazdasági elemzésnél adókat, amortizációt, kockázati felárat stb. nem vettek figyelembe, és a számításoknál egységesen a 2001. évi árakat alkalmazták.

A telepítés helyszínén uralkodó viszonyoknak megfelelően kalkulált fajlagos költségeket a 7. ábra szemlélteti. Mint látható, a költségek a szélviszonyok függvényében 6–8 EURcent/kWh-tól kezdve (gyenge és közepes erejű széljárás) 4-5 EURcent/kWh-ig (kedvező part menti széljárás) változhatnak. Európában az utóbbi feltételeknek megfelelő helyszínek főként Nagy-Britanniában, Írországon, Franciaországban, Dániában és Norvégiában fordulnak elő, míg közepes szélerősségű kontinentális körzetek Közép- és Dél-Európában, valamint Svédországban, Finnországban és Dániában találhatók.

Mivel a szélturbinák által termelt villamos energia egységköltségét közel 75%-ban a tőkeköltségek határozzák meg, e számításoknál fontos szerepe van a kamatlábaknak, amelyek az egyes országokban eltérőek lehetnek. A 8. ábra az 1 kWh szélenergia költségét a szélviszonyok és a kamatlábak függvényében mutatja be. Az utóbbi évi 5–10% között változó érték. Mint az ábrán látható, közepes erősségű szél esetén a költségek 5–6,5 EURcent/kWh között változnak, ami arra utal, hogy a kamatláb kétszeresre emelkedése 1,5 EURcent/kWh-



7. ábra 1 kWh szélenergia termelési költségei a szélviszonyok, a teljes terhelésű üzemórák száma függvényében

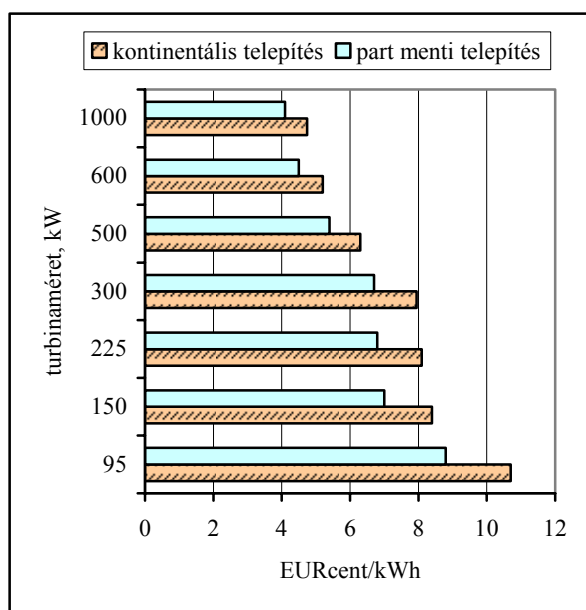


8. ábra A szélenergia fajlagos előállítási költsége a szélviszonyok (teljes terhelésű üzemórák száma) függvényében, különböző kamatlábak esetén

val növeli a termelési költségeket. Gyengébb szélereősségű körzetekben a költségek jóval magasabbak: 6,5–9,0 EURcent/kWh, míg tengerparti létesítményeknél alacsonyabbak: 4–5,5 EURcent/kWh.

A szélturbinák által termelt villamos energia költségeinek változása

Az utóbbi 20 évben Európában és globális méretekben is gyorsan fejlődő szélenergetika jelentős mértékben befolyásolta a szélerő



9. ábra A szélenergia teljes költsége (EURcent/kWh, 2001. évi árakon) a turbina mérete függvényében

hasznosításával termelt villamos energia egységköltségeit, amelyeket adathiány miatt a 9. ábra csak Dánia esetében mutat be. A korábban részletezett előfeltételekre és 20 éves élettartamra, valamint 7,5%-os kamatlábra és 2001-es árak érvényesítésére alapozott számítások során először a Dániában többnyire a '80-as évek közepén telepített 95 kW-os berendezésekből indultak ki, majd újabb (150 kW, 225 kW stb.) turbinákat, illetve a 2000-ben itt tipikusnak mondható 1000 kW-os egységeket vették alapul. Megjegyzendő, hogy a szélturbinagyártók „ökölszabálya” szerint minden újabb teljesítményosztály gyártásbavételével a termelt energia fajlagos költsége 3–5%-kal mérséklődik. Ebből kiindulva az 1 MW-ot is meghaladó, nagysorozatú legújabb gyártás-

tól további költségcsökkenés várható. Az új turbinákhoz kapcsolódó bizonytalanságok ellenére a 9. ábra világosan érzékelteti a nagyobb teljesítményű és jobb költséghatékony-ságú szélturbinák üzemgazdaságossági hatása-it. Part mentén telepített létesítmények esetében például a 95 kW-os szélturbinákra jellemző, közelítőleg 8,8 EURcent/kWh-s szinthez képest 1000 kW-os új gépek esetében már csak 4,1 EURcent/kWh a várható költség.

A költségek jövőben várható alakulásának értékelésénél a jelenleg érvényesülő trendekből kiindulva (az esetleges piaci változások és a fejlesztés eredményeinek figyelmen kívül hagyásával) megfelelő tapasztalati görbék segítségével folytatható az elemzés. Ennek kapcsán a gyártástechnológia eltérő hatékonysága és a fejlesztések kapcsán elért hatásfokjavulás hatása a fajlagos költségek (EURcent/kWh) révén közvetett módon mégis tükrözhető. A különböző szerzők által erre alapozott becslések szerint a szélturbinák teljes beépített kapacitásának a kétszeresére növelésével 9-17%-os költségcsökkenés érhető el. Miután a szélturbinák kapacitása az utóbbi 10 évben évente átlagosan 30%-kal nőtt, jelenleg e mutató háromévenként a kétszeresére nő. Az EU által legutóbb 2010-re kitűzött 75 000 MW-os teljes szélerőművi kapacitás eléréséhez a 2002-ben beépített közel 23 500 kW-ról évente 7%-os kapacitásbővülésre lenne szükség, ami az ösz-

szes kapacitás megkétszereződését jelenti mintegy 10 év alatt, míg az EWEA által felvázolt, ennél gyorsabb ütemű fejlődéshez már évi 16%-os kapacitásbővülés (4,8 év alatt a kétszeresére) tartozik. E kalkulációknál kiindulásul a jelenleg átlagosnak mondható 850–1500 kW-os turbinakapacitás és közepes szélességű (50 m magas gondolánál 6,3 m/s) telephelyeken elérhető 5–6 EURcent/kWh-s fajlagos költség tekinthető.

A hagyományos energiatermelés költségei

Az eddigiek jelentőségét azzal lehet legjobban megvilágítani, ha összevetjük az adatokat a hagyományos erőművekével. A hagyományos villamosenergia-termelés költségeit a fűtőanyag, az üzemeltetés és karbantartás, valamint a tőke-költség határozza meg. Amikor a hagyományos technológiát szél-turbinák alkalmazásával váltják ki, az így elkerülhető költség nagysága attól függ, hogy a szél-erő hasznosítása milyen mértékben teszi lehetővé a három költségtényező mérséklését. Általánosan elfogadott, hogy szél-erőművek üzembe állításával a teljes fűtőanyag-költség és az üzemeltetési és karbantartási kiadások számottevő hányada is megtakarítható. Ami az elkerülhető tőkeköltség szintjét illeti, ez attól függ, hogy a szél-erő hasznosítása milyen mértékben képes új hagyományos erőművek

létesítésére szánt beruházási eszközöket felszabadítani, azaz mekkora hagyományos kapacitást képes kiváltani. Ez a teljesítménytöbblet (capacity credit), pontosabban szólva a megvalósított szél-erőművi teljesítménynek az aránya az általa oly módon kiváltott hagyományos erőművi teljesítményhez, hogy a teljes rendszer megbízhatósága ne csökkenjen.

Ez utóbbi számos különböző tényezőtől függ: többek között a szél-erőművek iparági elterjedtségétől, valamint az általános energetikai rendszerbe és a piacra integráltságuktól. Ha a szél-turbinák elterjedtsége kicsi, teljesítménytöbbletük közel áll az éves átlagos kihasználtsági tényezőjükhöz. Ebből kiindulva: ha a szél-erő termelte villamos energia részesedése a teljes termelésben kisebb 10%-nál, a figyelembe vehető teljesítménytöbblet mintegy 25%. A szél-energia-termelés részarányának növekedésével ez a szám csökken, de ha a hálózati infrastruktúrát a jövőben a nem koncentrált szél- és más megújuló forrásokból nyert energiával is számolva irányítják és fejlesztik, még mindig jelentős teljesítménytöbblet érhető el.

A szél-erőből termelt energia teljesítménytöbblete erősen függ az árampiacok szerkezetétől. A NordPool által az északi árampiacon végzett vizsgálatok kapcsán kimutatták, hogy a szél-erőművek elterjedtségének jelenlegi szintje mellett (Dániában 20%) a szakaszos üzem-

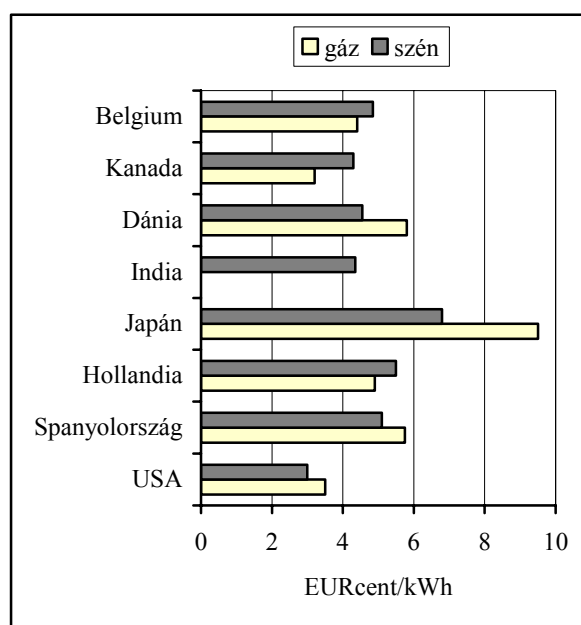
módban működő szél erőművek integrálása átlagosan 0,3–0,4 EURcent/kWh költséggel jár, és egyéb feltételek változatlanul maradása esetén a szél erőművek részesedését növelve e költségtényező is megnő.

Az összehasonlíthatóság kedvéért egy tanulmányban [2] megvizsgálták a villamosenergia-termelés várható költségeit korszerű széntüzelésű és gázzal üzemelő alaperőművek esetében – az alábbi előfeltételek érvényesítése mellett:

- az erőművek nem egyediek, a típus engedélyezett módon rendelkezésre áll 2005-re;
- a költségeket 5%-os reálkamatlábat és 40 éves élettartamot alkalmazva hozzák összehasonlítható szintre,
- az erőművek kihasználtsága 75%;
- a számításokat 1996-os állandó USD-árfolyamon és 2001. évi árakon végezték.

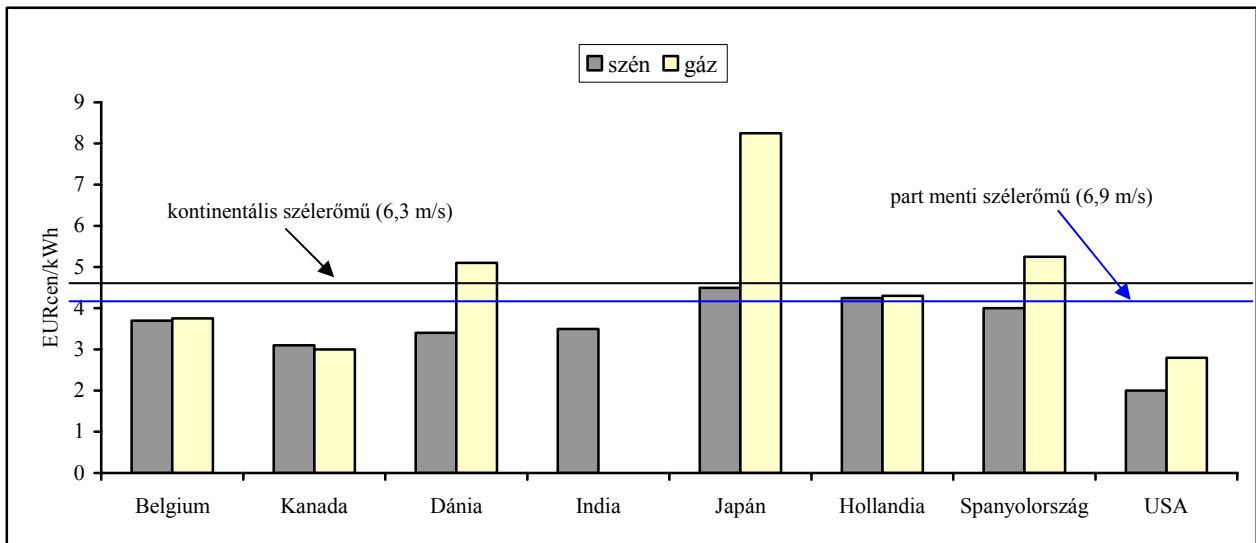
Az OECD/IEA számításainál az OECD-tag-államok által rendelkezésre bocsátott adatokat használtak. Az áramtermelés és a környezet-szennyezés kézbentartása és más környezetvédelmi intézkedések költségeit számításba vették, az olyan általános jellegű költségeket – mint például a központi igazgatás, az energiatovábbítás és elosztás, valamint azok energia-vesztései – viszont nem vették e számításoknál figyelembe. A fűtőanyagárak várható alakulását nemzeti prognózisok alapján feltételezték. A számítások eredményeit a 10. ábra

mutatja be. Amiatt, hogy a hagyományos villamos erőművi technológiákra vonatkozó költségadatokat 1996. évi USD-ban határozták meg, majd aggregált formában 2001-es árakra tértek át, jelentős bizonytalansági tényezők érvényesülnek. Ennek oka az, hogy az így számított költségeket a nemzeti valuták árfolyam-változásai, az inflációs ráták regionális különbségei és az árak alakulásával összefüggő eltérő megítélés is befolyásolja. Mindemellett tekintetbe kell venni azt is, hogy 1998 óta a hagyományos erőművek beruházási költségeiben is jelentős változások következtek be.



10. ábra A hagyományos áramtermelés várható költségei (EURcent/kWh, 2001. évi árakon)

A 11. ábra a szélenergia hasznosításával a hagyományos erőművek létesítéséhez kapcsolódó költségek elkerülésének lehetőségeit mutatja be



11. ábra A szélérőművek révén kiváltott hagyományos erőművek várható költségei (2001. évi árakon), a szélenergia 25%-os teljesítménytöbbletét feltételezve

– abból kiindulva, hogy a szélérőművek üzembe állításával a teljes fűtőanyagköltség és az üzemeltetési és karbantartási kiadások számottevő hányada is megtakarítható, és a szélérőművek 25%-os teljesítménytöbbletét érhetnek el. Spanyolországban például a szélérőművek ugyanannyi gáztűtésű erőmű termelte villamos energiát kiváltva minden kilowattóra után 5,2 eurócent gáz fűtőanyag, üzemeltetési és karbantartási kiadás és tőkeköltség megtakarítását teszik lehetővé. Ha tehát Spanyolországban e költségszint alatt működő szélérőművet állítanak üzembe, úgy az a gáztűtésű erőművekkel szemben gazdaságilag már versenyképes. Közepes méretű, átlagos feltételekkel jellemezhető part menti és kontinentális körzetben működő szélérőművek esetében a tőkeköltséget beszámítva és 5%-os kamatlábat is érvényesítve 4,2, illetve 4,8 EURcent/kWh teljes költség adódik.

Mint a 11. ábrán látható, 25%-os teljesítménytöbbletét feltételezve a szélenergia számára, közvetlen költségeit tekintve egy közepes méretű szélturbina már számos országban versenyképes a szén- és gáztűtésű villamos erőművekkel szemben. Nagyobb teljesítménytöbblet esetén még nagyobb lenne az elkerülhető költség, ami tovább javítaná a szélérőművek versenyképességét.

A tőkeköltségek széntűtésű erőműveknél nagyobb súllyal esnek latba, mint gázerőművek esetében, ezért a teljesítménytöbblet feltételezett nagysága különösen fontos. A villamos energia piacainak a decentralizált termelés és a verseny éleződése felé mozdulásával a többlet jelentősége nem fog ennyire élesen érvényesülni. A szélenergia jövőbeni versenyképessége jelentős mértékben függ a szélviszonyok

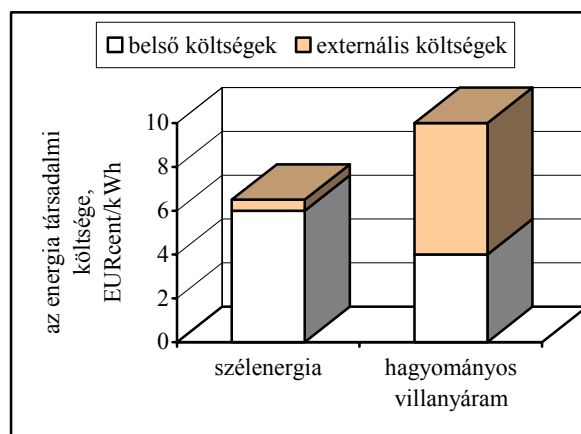
rövid távra szóló előrejelzésének fejlődésétől, nemkülönben az áramtőzsdék rövid lejáratú aukciós feltételeinek alakulásától is.

Végezetül hangsúlyozni kell, hogy a hagyományos áramtermelés fent említett becsült költségeit a fosszilis fűtőanyagok áraira vonatkozó nemzeti prognózisok alapján kalkulálták, ami jelentős bizonytalansági tényező, és számottevő kockázati elemet visz a hagyományos áramtermelés kalkulált költségeibe, míg újonnan telepített szélturbinák esetében a költségek élettartamuk teljes időszakában csaknem állandóknak tekinthetők.

Az áramtermelés externális költségei

A 11. ábra adatai szerint a szélenergia költségei kismértékben meghaladják a szén- és gáz-tüzelésű hagyományos erőművekben termelt energiáéit. A megújuló forrásokból termelt energia környezeti előnyeit is számításba véve azonban már árnyaltabb lesz a kép. De beépülnek-e ezek az előnyök teljes mértékben a termelt energia árába, illetve megfizetik-e a hagyományos erőművek az általuk okozott környezeti károkat? Az egyes áramtermelési technológiák méltányos összehasonlításához minden belső és külső költség beszámítására lenne szükség. Felmerül itt a kérdés, hogy a külső költségek figyelembevétele („internalizálása”)

menyiben befolyásolná az egyes áramtermelési technológiák versenyképességét. Az e tárgyban készült különböző tanulmányok eredményeit a 12. ábra foglalja össze. Mint látható, a külső költségek okozta társadalmi terhek figyelembevételével a hagyományos technológiák versenyképessége elmarad a szélerőművekéétől, hiszen az utóbbiak belső költségei csaknem változatlanok működésük során, és eközben gyakorlatilag nem is merül fel jelentősebb környezetterhelés.



12. ábra A villamosenergia-termelés társadalmi költségei

Összeállította: Dr. Balog Károly

Irodalom

- [1] Morthorst, P. E. ed.: Wind energy – The facts, an analysis of wind energy in the EU-25. = http://www.ewea.org/06projects_events/proj_WEfacts.htm
- [2] Bertel, E.; Paffenbarger, J.: Projected costs of generating electricity – update 1998. = <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/1990/projected1998.pdf>