



**A KAPCSOLT HŐ- ÉS VILLAMOSENERGIA-TERMELÉS  
VERSENYKÉPESSÉGE ÉS SZABÁLYOZÁSI KÉRDÉSEI  
MAGYARORSZÁGON**

**Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont**

---

**A tanulmány a Gazdasági Versenyhivatal megbízásából készült.**

---

**Készítette: Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont (REKK)**

**Budapesti Corvinus Egyetem**

Levelezési cím: 1093 Budapest, Fővám tér 8.

Iroda: 1092 Budapest, Közraktár utca 4-6, 707. szoba

Telefon: +36 1 482-7070 Fax: +36 1 482-7037

Email: [rek@uni-corvinus.hu](mailto:rek@uni-corvinus.hu)

---

**2010. október 15.**

---

---

## TARTALOMJEGYZÉK

---

I.	Bevezetés .....	15
II.	A kapcsolt erőművi technológia.....	16
III.	A kapcsolt erőművek elterjedésének elemzése .....	18
III.1.	A kapcsolt termelés szabályozása 2002-től.....	18
III.2.	A támogatott, kapcsolt erőművek elterjedése.....	19
III.3.	A kapcsolt erőművek hatásfoka.....	23
IV.	A megújuló és kapcsolt termelés támogatása az Európai Unió országaiban .....	25
IV.1.	A megújuló energiaforrás alapú villamosenergia-termelés támogatása az Európai Unióban .....	25
IV.1.1.	Garantált áras átvétel .....	26
IV.1.2.	Prémium rendszer.....	26
IV.1.3.	Zöld bizonyítvány.....	26
IV.1.4.	Vegyes rendszerek.....	27
IV.2.	A kapcsoltan termelők támogatása az Európai Unióban.....	28
IV.3.	Esettanulmányok a kapcsolt támogatásokról.....	30
V.	A kapcsolt erőművek rugalmassága .....	41
V.1.	Hőtárolás.....	41
V.2.	A hazai nagy kapcsolt erőművek termelési rugalmasságának elemzése.....	42
VI.	A kapcsolt erőművek megtérülés-vizsgálata.....	44
VI.1.	A módszertan általános ismertetése .....	44
VI.2.	A felhasznált inputadatok bemutatása.....	46
VI.2.1.	Gázmotorra jellemző adatok .....	46
VI.2.2.	A villamos energia értékesítés ára.....	48
VI.2.3.	Értékesített hőenergia .....	50
VI.2.4.	Egyéb tényezők .....	50
VI.3.	A kapcsolt erőművek megtérülése KÁT-os és versenypiaci villamosenergia-ár mellett .....	51
VI.4.	A piaci hőértékesítési ár meghatározása .....	54
VI.5.	A kapcsolt erőművek versenyképessége .....	56
VI.5.1.	A kapcsolt erőművek támogatásának összetétele.....	57
VI.5.2.	Kombinált ciklusú gázturbina (CCGT) megtérülése.....	60
VI.5.3.	A kapcsolt technológia és a kombinált ciklusú gázturbina megtérülésének összehasonlítása.....	60

VI.5.4.	A beruházási költség jelentősége .....	63
VI.5.5.	Érzékenységvizsgálat.....	63
VII.	A magyar KÁT rendszer villamosenergia-piaci versenyre gyakorolt hatásának elemzése.....	65
VII.1.	A modellezés során felhasznált adatok bemutatása .....	66
VII.1.1.	A kapcsolt erőművek termelési profilja és kapacitásai .....	66
VII.1.2.	A kisméretű kapcsolt erőművek határköltségének meghatározása .....	67
VII.1.3.	A magyarországi merit order meghatározása.....	69
VII.2.	Modellezési eredmények .....	69
VII.3.	A modellezési eredmény alapesetben .....	70
VII.4.	A kapcsolt erőművek várható termelése a jelenlegi szabályozás alapján .....	73
VII.5.	Érzékenységvizsgálat .....	76
VII.6.	A modellezési eredmények összefoglalása.....	77
VIII.	Javaslattétel a jelenlegi Kapcsolt támoogatási rendszer piacbarát reformjára .....	79
VIII.1.	A primerenergia-megtakarítás társadalmi haszna.....	79
VIII.1.1.	Elosztó-és átviteli hálózati veszteség csökkentéséből eredő társadalmi haszon becslése.....	79
VIII.1.2.	Szén-dioxid megtakarításból keletkező pozitív externália nagyságának becslése .....	80
VIII.2.	Szabályozási javaslatok.....	81
VIII.2.1.	Kisméretű kapcsolt termelőkre vonatkozó szabályozási javaslatok.....	81
VIII.2.2.	Nagyméretű kapcsolt termelőkre vonatkozó szabályozási javaslatok.....	83
IX.	Melléklet: A regionális árampiaci modell részletes bemutatása .....	85
IX.1.	A vizsgált országok.....	85
IX.2.	A keresleti oldal modellezése .....	86
IX.3.	A kínálati oldal modellezése.....	87
IX.3.1.	Hatásfok és rendelkezésre állás.....	88
IX.3.2.	Tüzelőanyag-költség.....	89
IX.3.3.	Szén-dioxid költség .....	91
IX.3.4.	Működési költség (OPEX).....	93
IX.3.5.	Új és bezáró kapacitások.....	93
IX.3.6.	Határkeresztező kapacitások .....	94
IX.4.	Környező piacok árszintje .....	95
X.	Irodalomjegyzék.....	96

---

## ÁBRA- ÉS TÁBLÁZATJEGYZÉK

---

1. ábra: A vizsgált kapcsolt gázmotor bevételének és költségeinek összetevői, illetve a beruházástól elvárt hozamot meghaladó profittöbblet, kötelező átvételes villamosenergia-értékesítés esetében, MFt.....	8
2. ábra: A kapcsolt gázmotorok támogatásának összetétele, 2008-ban.....	10
3. ábra: A különböző esetekben kialakuló zsinór villamosenergia-ár, €/MWh, 2010-2020, 2010-es reáláron .....	11
4. ábra: Az éves profit alakulása különböző esetekben 2010-2020 között, 2010-es árakon.....	12
5. ábra: A jelenlegi szabályozás alapján a várható termelése a kisméretű kapcsolt erőműveknek.....	13
6. ábra: A jelenlegi szabályozás alapján a kötelező átvétel keretében értékesített erőművek és a piacra termelő erőművek profitja, illetve kiadott villamos energiára vetített fajlagos profitja .....	14
7. ábra Az energiatermelés határfoka külön-külön (felső ábra) és kapcsolt termelés (alsó ábra) esetén .....	16
8. ábra: A kötelező átvétel alá tartozó kapcsolt erőművek névleges beépített kapacitása, illetve az összes beépített kapcsolt kapacitás, 2001-2009.....	20
9. ábra: A különböző technológiák beépített kapacitásának megoszlása rendeltetési célok alapján, MW.....	21
10. ábra: A kötelező átvétel alá eső termelés megoszlása technológiánként és aránya a hazai összes termeléshez viszonyítva, 2004-2009 .....	22
11. ábra: A kötelező átvétel alá eső erőművek havi termelése és ezek aránya a hazai összes termeléshez, 2008 január – 2010 május .....	23
12. ábra Kapcsolt villamosenergia-termelés a teljes termelés arányában (% , 2008) .....	30
13. ábra Kapcsolt beruházások megtérülési ideje támogatással, illetve nélküle Németországban.....	33
14. ábra Kapcsolt erőművek nettó beépített kapacitásának (MW) alakulása Dániában .....	34
15. ábra Prémiumok 5MW alatti kapcsolt termelőknek (€/kWh, 2010).....	35
16. ábra Kapcsolt hőtermelés alakulása Hollandiában (TWh).....	36
17. ábra Kapcsolt erőművek nettó beépített kapacitásának (MW) alakulása Hollandiában .....	37
18. ábra Kapcsolt erőművek nettó beépített kapacitásának (MW) alakulása Lengyelországban .....	39
19. ábra Sárga és piros bizonyítványok tőzsdei áralakulása.....	40
20. ábra A kapcsolt fűtőmű és a hőtároló kapacitása közti összefüggés .....	42
21. ábra: A Kelenföldi Gőzturbina átlagos villamosenergia-teljesítménye 2007 és 2008 első három hónapjában, munkanapokon, kW .....	43
22. ábra: A diszkontált cash-flow alapú értékelési eljárás működése .....	45
23. ábra: Az elemzés során felhasznált gázár, Ft/GJ.....	47
24. ábra: Egy MW-os gázmotor éves költségeinek megoszlása, folyóáron, MFt.....	48
25. ábra: A szabadpiaci és a kötelező átvételi átlagár alakulása, 2006-2020 .....	49

26. ábra: Az infláció alakulása 2003-2008 között, illetve a becsült infláció 2009-2020 között .....	51
27. ábra: Egy 1 MWe-os kapcsolt gázmotor 2005-re diszkontált CF-ja, és kumulált diszkontált CF-ja, kötelező átvételes villamosenergia-értékesítés esetében .....	52
28. ábra: A vizsgált kapcsolt gázmotor bevételeinek és költségeinek összetevői, illetve a beruházástól elvárt hozamot meghaladó profittöbblet, kötelező átvételes villamosenergia-értékesítés esetében, MFt.....	53
29. ábra: Egy 1 MWe-os kapcsolt gázmotor 2005-re diszkontált CF-ja, és kumulált diszkontált CF-ja, versenypiaci villamosenergia-értékesítés esetében .....	54
30. ábra: A gázkazánok költségei és bevételeinek struktúrája.....	56
31. ábra: A kapcsolt gázmotorok fajlagos támogatásának összetétele.....	58
32. ábra: A kapcsolt gázmotorok támogatásának összetétele, 2008-ban.....	58
33. ábra: Az összes kapcsolt erőmű támogatásának összetétele, 2008-ban.....	59
34. ábra: A megtérüléshez minimálisan szükséges fajlagos villamosenergia-támogatás a kapcsolt erőművek és a CCGT-ek esetében különböző földgázárak mellett .....	61
35. ábra: A kapcsolt gázmotor és egy gázkazán + CCGT beruházás diszkontált cash-flow-inak különbsége .....	62
36. ábra: Érzékenységvizsgálat a kapcsoltak és a CCGT erőművek megtérülésének összehasonlításához.....	63
37. ábra: A modell működése .....	65
38. ábra: A kis és nagy kapcsolt erőművek kihasználtsága különböző évszakokban.....	66
39. ábra: Kapcsolt erőművek beépített kapacitása Magyarországon .....	67
40. ábra: A kisméretű kapcsolt villamosenergia-termelők határköltsége különböző scenáriókban, €/MWh.....	68
41. ábra: A magyarországi merit order 2010-ben .....	69
42. ábra: A különböző esetekben kialakuló zsinór villamosenergia-ár, €/MWh, 2010-2020, 2010-es reáláron .....	70
43. ábra: A különböző esetekben a kisméretű kapcsolt erőművek által termelt villamos energia (GWh), és az erőművek átlagos kihasználtsága (%), 2010-2020 .....	72
44. ábra: Az éves profit alakulása különböző esetekben 2010-2020 között, 2010-es árakon....	73
45. ábra: A jelenlegi szabályozás alapján a várható termelése a kisméretű kapcsolt erőműveknek.....	74
46. ábra: A jelenlegi szabályozás alapján a kötelező átvétel keretében értékesített erőművek és a piacra termelő erőművek profitja, illetve kiadott villamos energiára vetített fajlagos profitja .....	75
47. ábra: A jelenlegi szabályozás alapján a kötelező átvétel keretében értékesített erőművek és a piacra termelő erőművek profitja, illetve kiadott villamos energiára vetített fajlagos profitja, ha a piacra kikerülő erőművek fele teljesen beszünteti a termelést.....	76
48. ábra: A kis kapcsolt erőművek éves profitja különböző feltételezések mellett .....	77
49. ábra: A modellezés során vizsgált országok .....	86
50. ábra: Keresleti időszakok a piaci modellben.....	87
51. ábra: Az áramtermelési határköltség becslésének módszere .....	87

52. ábra: A vízerőművek termelésének aránya a teljes hazai fogyasztásban magas, alacsony és átlagos vízerőművi kihasználtság mellett.....	89
53. ábra: A feketeszen és a lignit költsége a modellezett országokban.....	90
54. ábra: A romániai, bulgáriai és magyarországi földgáz importára, 2008-2009.....	91
55. ábra: A 2010. decemberi szállítású szén-dioxid kvóta árának alakulása az ECX-en.....	92
56. ábra: A változó működési költség különböző típusú erőműveknél.....	93
57. ábra: A magyarországi beépített villamosenergia-kapacitás 2010-ben, 2015-ben és 2020-ban, MW .....	94
58. ábra: Határkeresztező kapacitások nagysága .....	95
1. Táblázat: 1 MWe-os kapcsolt erőmű nettó jelenértéke különböző villamos energia-értékesítési, illetve hőértékesítési árak mellett, Mft.....	9
2. Táblázat Kapcsolt erőművek termelési adatai 2008-ban és egyéb technológiai jellemzőik.	24
3. Táblázat: Megújuló alapú villamos energia támogatási módjai az Európai Unióban.....	26
4. Táblázat Nem megújuló alapú kapcsolt termelés támogatási módjai az Európai Unióban..	29
5. táblázat Kapcsolt termelés szerkezete Németországban, 2009 .....	31
6. táblázat 2002-es törvényben előírt kapcsolt prémiumok nagysága Németországban (€/kWh) .....	32
7. táblázat Különböző típusú kapcsolt termelés beszerzési kvótakövetelménye a teljes villamosenergia-felhasználás arányában .....	39
8. Táblázat: A gázmotorokra jellemző adatok, 2008.....	46
9. Táblázat: A gázmotorok által értékesített villamos energia számított átlagára, folyóáron..	49
10. Táblázat: Társasági adókulcsok, % .....	50
11. Táblázat: Gázkazán jellemző adatai .....	55
12. Táblázat: 1 MWe-os kapcsolt erőmű nettó jelenértéke különböző villamos energia-értékesítési, illetve hőértékesítési árak mellett, Mft.....	56
13. Táblázat: Az általunk vizsgált kombinált ciklusú gázturbina jellemzői.....	60
14. Táblázat: Az elosztói és átviteli hálózati veszteség fajlagos költsége.....	79
15. Táblázat: Egy MWe-os gázmotor éves primerenergia-megtakarítása.....	80
16. Táblázat: Az egyes technológiákra jellemző energiaátalakítási hatásfok értékek és az önfogyasztás mértéke .....	88
17. Táblázat: A különböző technológiájú erőművek rendelkezésre állása és önfogyasztása ..	88
18. Táblázat: Fajlagos szén-dioxid emisszió különböző tüzelőanyagok esetében.....	92

## VEZETŐI ÖSSZEFOGLALÓ

A kapcsolt hő- és villamosenergia-termelésnek két terméke van: áram és hő. A kapcsolt termelés előnye a primerenergia megtakarítás, vagyis ugyanannyi hő- és villamos energia előállításához kevesebb tüzelőanyag szükséges, mintha a két terméket két külön létesítményben állították volna elő.

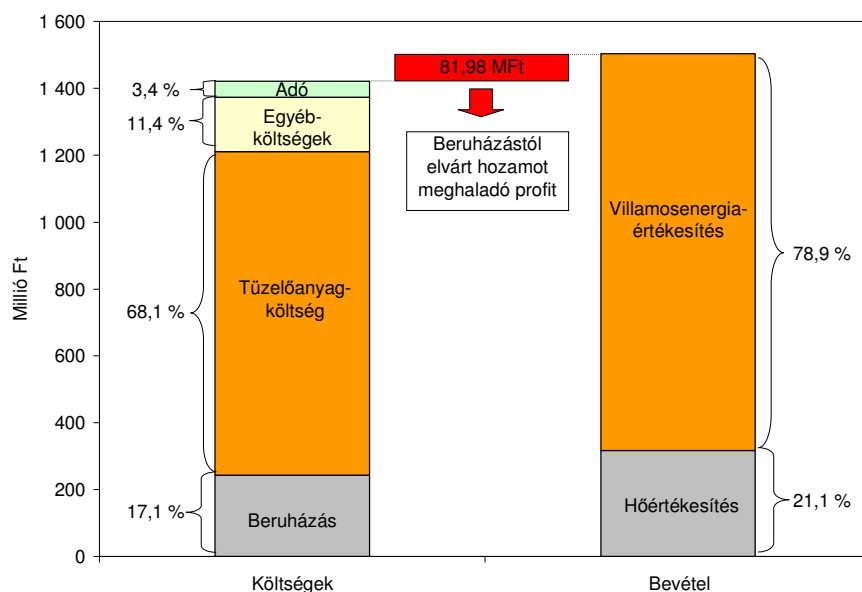
### Kapcsolt támogatás az Európai Unióban

A kapcsolt erőműveket jellemzően az uniós országokban is támogatják. A 27 tagországból mindössze 7-ben működnek támogatás nélkül a kapcsolt fűtőművek. A többi tagországban jellemzően a megújuló termelésnél alkalmazott támogatási rezsimhez idomul a kapcsoltak támogatása is (garantált ár, garantált prémium, illetve bizonyítvány rendszer).

### Kisméretű kapcsolt erőművek gazdaságosságának vizsgálata

A tanulmány során részletesen vizsgáltuk a magyarországi kisméretű (<50 MW), elsősorban gázmotoros kapcsolt erőművek gazdaságosságát. A diszkontált cash-flow alapú értékelési eljárás lehetőséget nyújt annak vizsgálatára, hogy egy 2005-ben épült kapcsolt gázmotor milyen költség és bevételi szerkezettel bír, ha a megtermelt villamos energiát kötelező átvétel keretében értékesíti, illetve a hőenergiát pedig a tüzelőanyag-beszerezés költségének 80 %-áért, amely megfelel a jelenlegi értékesítési áraknak. Az elemzés során a Magyar Energia Hivatal által a kapcsolt erőművektől bekért adatokat használjuk, illetve elfogadjuk a Hivatal által a különböző tényezőkre vonatkozó becsléseit is. Az alábbi ábra mutatja a 2005-ös évre diszkontált költség és bevételi elemek összegét.

**1. ábra: A vizsgált kapcsolt gázmotor bevételeinek és költségeinek összetevői, illetve a beruházástól elvárt hozamot meghaladó profit, kötelező átvételes villamosenergia-értékesítés esetében, MFt**



Forrás: REKK számítás



A kapcsolt gázmotorok 15 éves működési ideje alatt a teljes felmerült költség diszkontált értéke 1,41 milliárd forint, amelynek döntő részét, 68 %-át a tüzelőanyag-költség teszi ki, míg 17 %-át a kezdeti beruházási összeg, míg a fennmaradó részt az egyéb működési költségek és a fizetett társasági adó. A bevételek közel 80 %-át a villamosenergia-értékesítés adja, míg a maradék részt a hőértékesítésből származik. A bevételek és a költségek különbségéből adódik a beruházástól elvárt hozamot meghaladó profittöbblet, amely 82 MFt.

A tanulmányban részletesen vizsgáltuk a kapcsolt erőművi beruházások megtérülését a jelenlegi alapesettől eltérő értékesítési körülmények között, vagyis piaci értékesítés mellett. A piaci hőárat – hőpiac híján - egy éppen megtérülő gázkazánban termelt hő árával becsültük. A piaci villamosenergia-ár becsléséhez pedig a német, EEX tőzsdén kialakuló árakat vesszük alapul. Az alábbi táblázat mutatja, hogy mekkora a vizsgált, 1 MWe-os kapcsolt gázmotor nettó jelenértéke, ha KÁT-os/versenypiaci villamosenergia-értékesítés, illetve piaci/diszkont hőértékesítéses ár mellett számoljuk.

**1. Táblázat: 1 MWe-os kapcsolt erőmű nettó jelenértéke különböző villamos energia-értékesítési, illetve hőértékesítési árak mellett, MFt**

		Villamos energia	
		Versenypiaci	KÁT-os értékesítés
Hőár	Versenypiaci	-185,7	222,1
	Alacsony hőértékesítési ár	-356,0	82,0

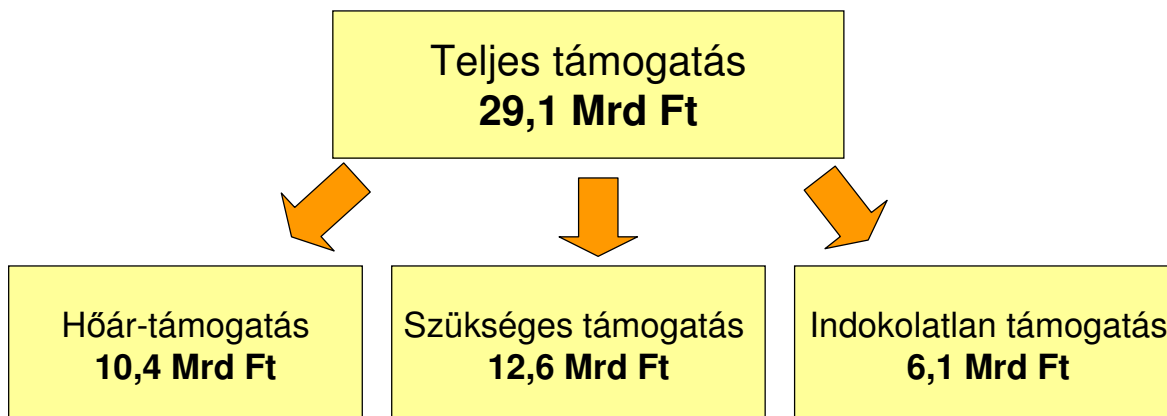
Forrás: REKK számítás

Ha a kapcsolt termelő a megtermelt áramot versenypiaci ár mellett értékesíti, akkor még piaci hőértékesítési ár mellett sem éri meg beruházni, mivel a nettó jelenérték negatív. Tehát ha a villamosenergia-oldalon ezen erőművek nem részesülnek támogatásban, akkor nem épülnének meg.

#### A kapcsolt erőművek támogatásának összetétele

Kötelező átvételes villamosenergia-értékesítés és alacsony hőértékesítési ár esetén, amely mellett a kapcsoltak jelenlegi is értékesítik a megtermelt hőt, lényegesen kisebb a projekt megtérülése, mintha a megtermelt hőenergiát versenypiaci körülmények között értékesítették volna. Ebből is látható, hogy erőteljes keresztfinanszírozás valósul meg a villamosenergia-fogyasztók és a hőfelhasználók között. A következőkben vizsgáljuk egyrészt a keresztfinanszírozás nagyságát, másrészt a nettó jelenérték összetevőit, amely egyfajta támogatást jelent a villamosenergia-fogyasztók részéről a kapcsolt erőművek részére.

2. ábra: A kapcsolt gázmotorok támogatásának összetétele, 2008-ban



Forrás: REKK számítás

A teljes kapcsolt gázmotoros erőművek részére kifizetett támogatás közel 30 milliárd forintot tett ki 2008-ban. Ezen támogatás több mint harmada a hőfogyasztókat finanszírozza<sup>1</sup>, 20%-át pedig indokolatlanul kapták meg a kapcsolt termelők, mivel támogatás nélkül is megtérülő lettek volna az egyes projektek. A harmadik összetevője a teljes támogatásnak, az általunk szükséges támogatásnak elnevezett kategória, amely nélkül a kapcsolt erőművek nem térülnének meg. Ha ezen értékeket a teljes, jelenleg támogatott körben lévő kapcsolt erőműre kiterjesztjük, akkor a teljes támogatás mértéke 54,7 milliárd forint, amelyből 19,5-26 milliárd a hőfogyasztókat finanszírozására szolgál, míg 11,4 milliárd forint az indokolatlan támogatás.

#### A kapcsolt erőművek megtérülésének összehasonlítása gáztüzelésű erőművekkel

A tanulmányban összehasonlítunk a kapcsolt termelés és helyettesítőjének (hő/gázkazán, villamos energia/kombinált ciklusú gázturbina) versenyképességét különböző gázárak mellett. Mindkét esetben a kiadott mennyiségek (hő és villamos energia) megegyeznek. Számításaink szerint 4500 Ft/GJ-os földgázárig a CCGT lényegesen kisebb villamosenergia-értékesítési ár mellett gazdaságos, mint a kapcsolt erőmű, csak azt követően kerül kedvezőbb helyzetbe ezen technológia. Ennek oka, hogy mivel a kapcsolt erőmű fajlagos tüzelőanyag-felhasználása alacsonyabb, mint a CCGT-é, ezért minél nagyobb a gázár, annál nagyobb a megtakarítása is, változatlan beruházási költség mellett. Ez a 4500 Ft/GJ-os földgáz ár, a jelenlegi import gázár-képlet alapján 150 \$/hordós ár körül alakulna ki. A kapcsolt gázmotorok versenyhátránya két okra vezethető vissza: relatíve drága beruházási költség, illetve rövidebb élettartam.

#### A kapcsolt termelés nagykereskedelmi villamosenergia-árra gyakorolt hatása

A magyar kapcsolt erőművek támogatásának villamosenergia-piaci versenyre gyakorolt hatását egy regionális árampiaci modell segítségével becsüljük meg, amelyben egyszerre

<sup>1</sup> Ugyanakkor fontos hangsúlyozni, hogy ezen alacsony hőár nem feltétlenül jut el a hőfogyasztókhoz, mivel elképzelhető, hogy az a szolgáltatók profitját gyarapítja.

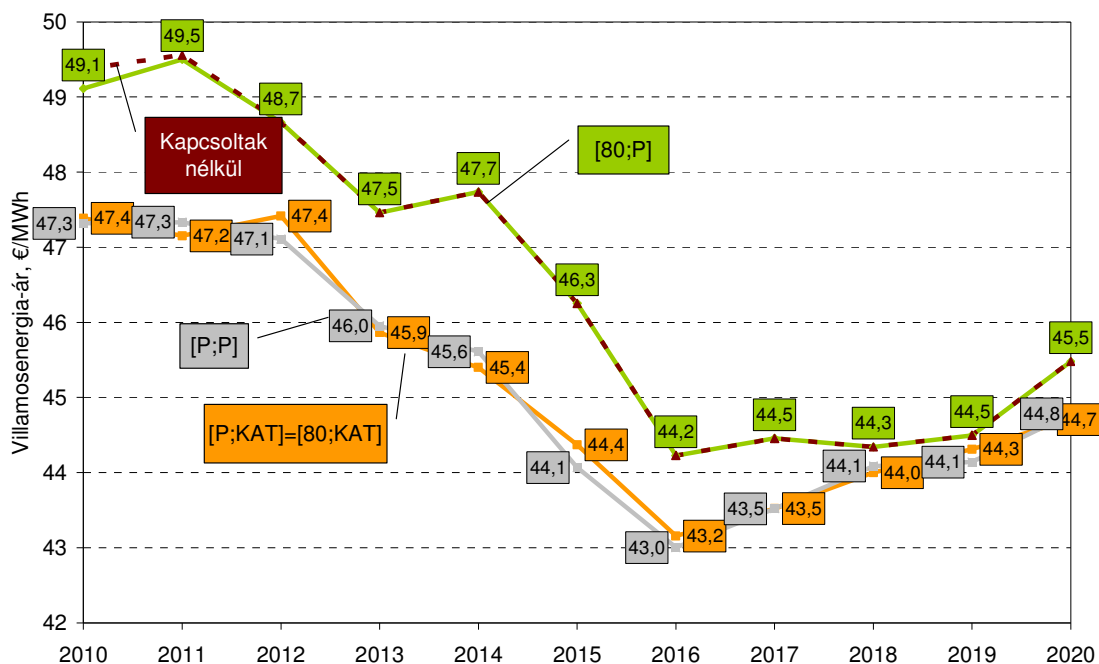
szimuláljuk a közép- és délkelet-európai országok villamosenergia-piacait és az ezek közötti kereskedelmi áramlásokat.

A modellezési eredmények választ adhatnak arra a kérdésre, hogy milyen hatással van a kapcsolt erőművek támogatása a hazai villamosenergia-piacra. A modellezés során négy különböző scenáriót hasonlítottunk össze, amelyek a kisméretű kapcsolt erőművekre vonatkozik:

- A hőértékesítési ár megegyezik a jelenleg alkalmazott hőárral, amely lényegesen alacsonyabb, mint a piaci hőár, míg a villamos energiát piaci áron értékesíti az erőmű [80/P];
- A hőértékesítési és a villamosenergia-értékesítés ára is piaci alapú [P/P];
- A hőértékesítési ár piaci alapú, de a termelt villamos energiát kötelező átvétel keretében értékesítheti az erőmű [P/KÁT]; illetve
- A hőértékesítési ár megegyezik a jelenleg alkalmazott hőárral, amely lényegesen alacsonyabb, mint a piaci hőár, míg a megtermelt villamos energiát kötelező átvétel keretében értékesítheti az erőmű [80/KÁT]

A modellezés eredményeként kialakuló zsinór villamosenergia-árakat mutatja az alábbi ábra.

3. ábra: A különböző esetekben kialakuló zsinór villamosenergia-ár, €/MWh, 2010-2020, 2010-es reáláron



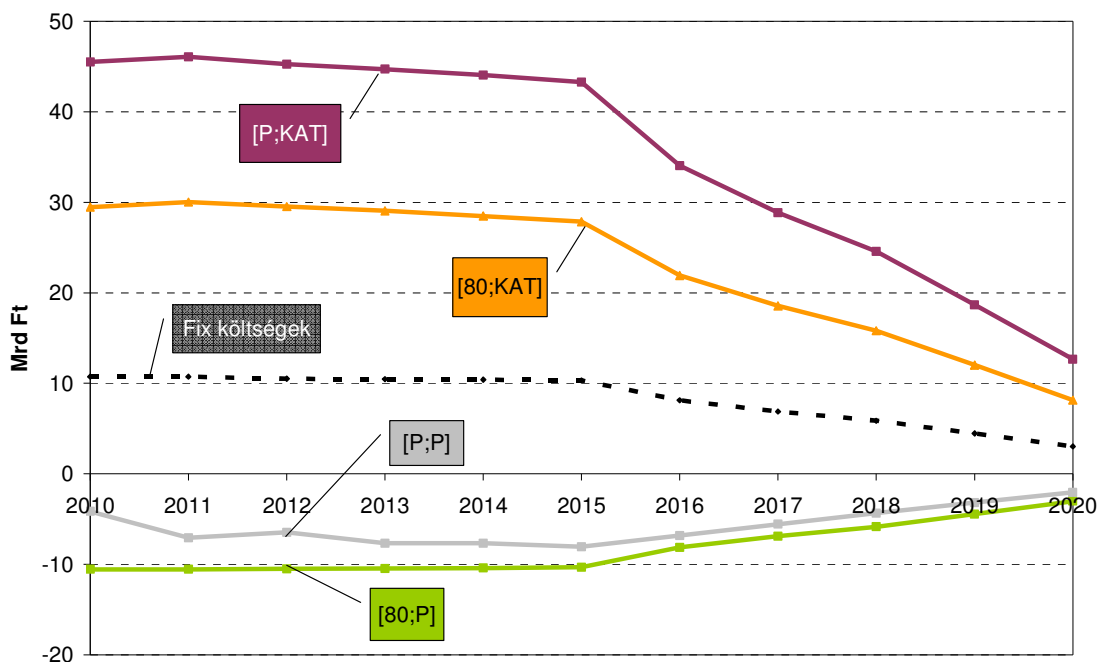
Forrás: REKK számítás

Látható, hogy abban az esetben, ha a kisméretű kapcsolt termelők a megtermelt villamos energiát és a hőenergiát is piaci alapon értékesítik [P,P], akkor a kialakuló magyarországi villamosenergia-ára szinte teljesen megegyezik azzal az esettel, ha a kapcsoltak kötelező átvétel keretében értékesítették volna az áramot [P,KÁT]. Ha a kapcsoltak csak az áramot

értékesítik piaci alapon, míg a hőenergiát a jelenlegi, nyomott árakon, akkor megnő a kisméretű kapcsoltak határkölsége, amely azt eredményezi, hogy a zsinór áram tekintetében 1,5-2 €/MWh-al magasabb ár alakul ki a hazai villamos energia piacon.

Az alábbi ábra mutatja, hogy különböző esetekben mekkora a kisméretű kapcsoltak éves profitja, illetve a fix költség nagysága. Az utóbbiak közé nem számítottuk bele a tőkekölséget, feltételezve, hogy a beruházás már megtérült.

4. ábra: Az éves profit alakulása különböző esetekben 2010-2020 között, 2010-es árakon



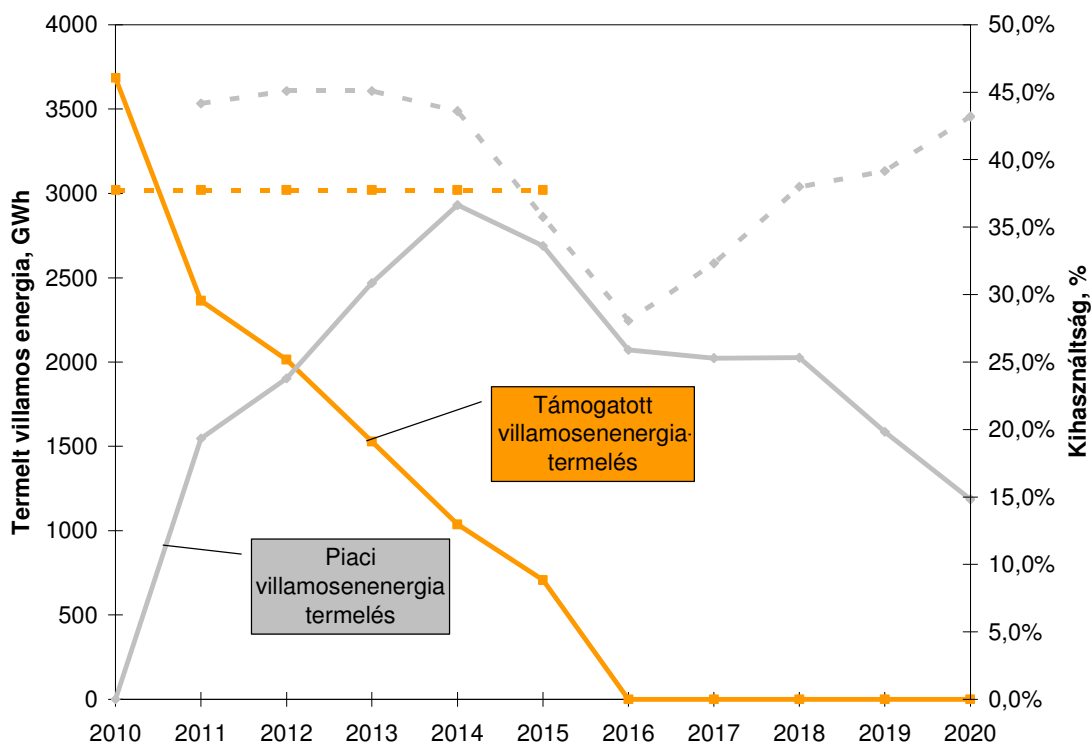
Forrás: REKK számítás

Ha a kisméretű kapcsolt termelőknek piaci alapon kellene értékesíteni a megtermelt villamos energiát, akkor függetlenül a hőértékesítési ártól nem lennének képesek kitermelni az éves fix költségeiket, vagyis hosszabb távon bezárnának.

#### A kisméretű kapcsolt erőművek várható termelése a jelenlegi szabályozás alapján

Megvizsgáltuk, hogy a jelenlegi szabályozási környezetnek megfelelően, hogyan alakulna a kisméretű kapcsolt erőművek termelése és profitja. Feltételeztük, hogy az erőművek az építésüktől számított 9. évig kötelező átvétel alá termelnek, míg utána kikerülnek a versenypiacra. Ugyanakkor továbbra is számoltunk azzal a ténnyel, hogy ezen erőművek élettartama 15 év, és ezt követően teljesen bezárnak. Végül feltettük, hogy az erőművek a termelt hőt piaci áron tudják értékesíteni. Ilyen feltételezések mellett a következő termelési adatokat kapjuk a kisméretű kapcsolt erőművekre vonatkozóan.

5. ábra: A jelenlegi szabályozás alapján a várható termelése a kisméretű kapcsolt erőműveknek

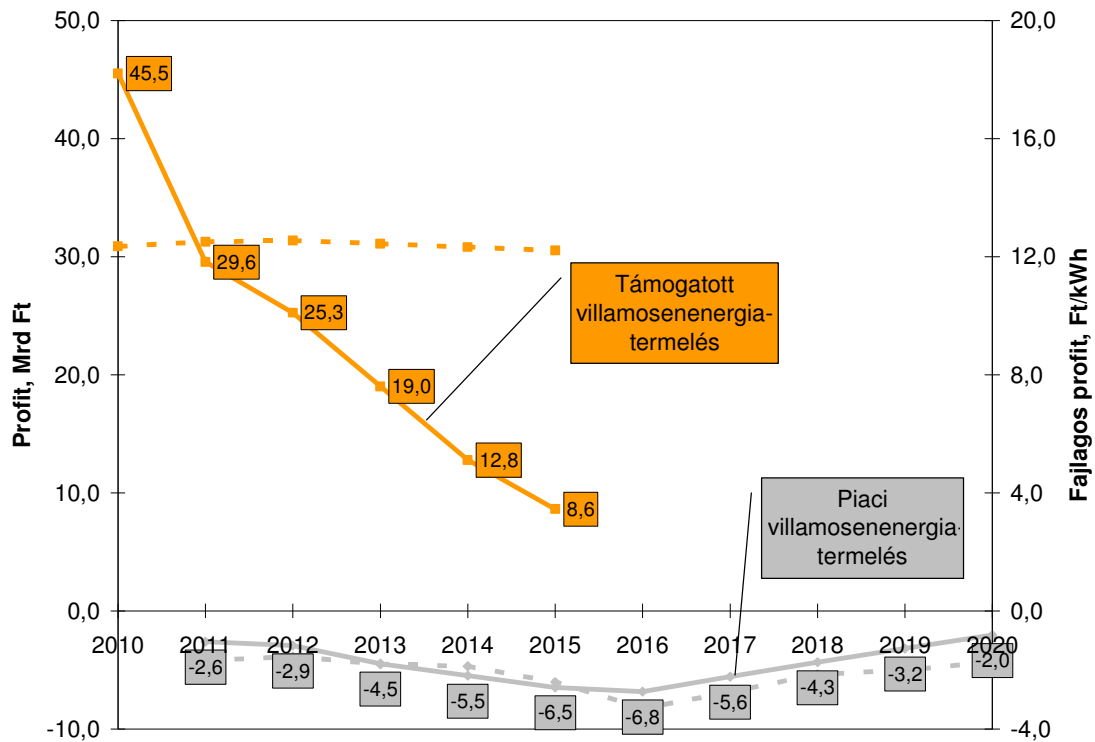


Forrás: REKK számítás

A támogatott erőművek villamosenergia-termelése folyamatosan csökken, olyan mértékben, ahogyan kikerülnek a szabadpiacra. Ezzel párhuzamosan a piacra termelő erőművek villamosenergia-termelése 2014-ig növekszik, majd azt követően jelentősen csökken, amely elsősorban az élettartam lejártának köszönhető.

A kötelező átvételes villamosenergia-értékesítés esetén a fajlagos profit állandó (12 Ft/kWh), míg a piaci alapú villamosenergia-termelésnek a fajlagos profitja minden évben negatív. Ebből az következik, hogy amennyiben kikerülnek a kis kapcsolt erőművek a piacra, termelési lehetőséghez jutnak ugyan, azaz vannak olyan keresleti időszakok, amikor a határköltések a kialakuló villamosenergia-ár alatt van, de az ebből elért haszon nem képes fedezni a fix költségeket, ezért hosszabb távon várhatóan ezen erőműveknek be kell zárniuk.

**6. ábra: A jelenlegi szabályozás alapján a kötelező átvétel keretében értékesített erőművek és a piacra termelő erőművek profitja, illetve kiadott villamos energiára vetített fajlagos profitja**



Forrás: REKK számítás

A kapcsolt termelés szabályozására vonatkozó javaslataink:

- A jelenlegi támogatás megszüntetése, mert ilyen formában és mértékben közgazdaságilag nem indokolható.
- A primerenergia megtakarításból származó, a vállalat által nem elszámolt társadalmi hasznok ellentételezése kisméretű kapcsoltak esetén
  - a decentralizált termelési mód miatti alacsonyabb hálózati veszteség esetében az elosztóhálózatra való csatlakozási díj állami támogatásával
  - az elkerült CO<sub>2</sub> kibocsátás esetén pedig a csökkentés értékével azonos támogatással.

---

## **I. BEVEZETÉS**

---

Tanulmányunk célja a magyarországi kapcsolt termelés elemzése, elsősorban versenyképességi, a hazai villamosenergia-piacra gyakorolt hatása, illetve a kapcsolt termelés szabályozása szempontból.

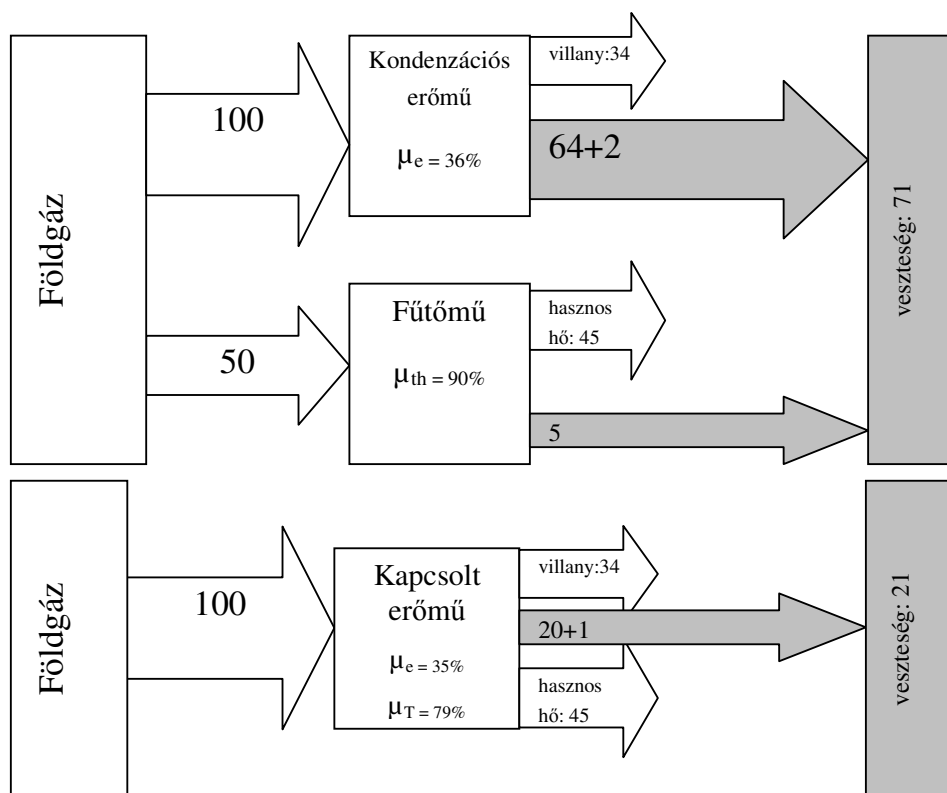
A tanulmány második fejezetében ismertetjük a kapcsolt technológiát, majd ezt követően a hazai elterjedését mutatjuk be. A negyedik fejezetben a megújuló és kapcsolt termelés támogatási rendszereit ismertetjük az uniós országokban. Az ötödik fejezetben röviden bemutatjuk, hogy milyen lehetőségei vannak villamosenergia-termelésük rugalmasabbá tételére. Ezt követően a kapcsolt erőművek megtérülését vizsgáljuk különböző hő-, és villamosenergia-árak mellett. A hetedik fejezetben a kapcsolt támogatási rendszer villamosenergia-piacra gyakorolt hatását elemezzük egy regionális árampiacot szimuláló modell segítségével. A tanulmány utolsó fejezetében pedig szabályozási javaslatokat fogalmazunk a kapcsolt erőművek támogatására vonatkozóan.

## II. A KAPCSOLT ERŐMŰVI TECHNOLÓGIA

A kapcsolt hő- és villamosenergia-termelésnek két terméke van: az áram és a hő. A termelés céljától függően lehet elsődlegesen villamosenergia-termelésre létesített, illetve elsődlegesen hőtermelésre létesített erőművekről beszélni. Ennek megfelelően beszélhetünk a hőkiadás hatásfokáról ( $\mu_{th}$ ), illetve a villamos hatásfokról ( $\mu_e$ ). A termelt villamos-energia egy része az önfogyasztás, a többi pedig a hálózatba kerül. Az elemzésben szereplő hatásfok mindig nettó villamos hatásfok, vagyis az önfogyasztással csökkentett ún. kiadott áram és a felhasznált tüzelőanyag hányadosát jelenti. A fajlagos villamosenergia-termelési mutató ( $\sigma$ ) a termelt villamos energia és hő arányát jelöli. Ez a hányados technológia specifikus, de jellemzően azt mondhatjuk, hogy ezen berendezések több hőt termelnek, mint áramot ( $\sigma = P_e/P_h < 1$ ).<sup>2</sup> Az együttes hatásfok a kiadott villamos energia és hasznos hő összmenyisége és a felhasznált tüzelőanyag hányadosa:  $\mu_T = (P_e + P_{th})/P_{tü.}$

A kapcsolt termelés előnyét a külön villamos energia és hőenergia termeléssel való összevetésben lehet legjobban bemutatni.

7. ábra Az energiatermelés hatásfoka külön-külön (felső ábra) és kapcsolt termelés (alsó ábra) esetén



Forrás: Zsebik, 2007

<sup>2</sup> Egyes modern gázmotorok képesek a hőnél nagyobb villamos energia kiadásra ( $\sigma > 1$ ).



A kiadott áram és hasznos hő mindkét esetben ugyanakkora: összesen 34 egységnyi villamos energiát termel és 45 egységnyi hőenergiát. Ennek megtermeléséhez kapcsolt termelés esetén azonban csak 2/3-nyi tüzelőanyagra van szükség. Első esetben a kondenzációs erőmű nettó hatásfoka ( $\mu_e$ ) 36%, a fűtőműé pedig ( $\mu_{th}$ ) 90%.<sup>3</sup> Az áramtermelés feltételezett vesztesége két egység (hálózati és transzformációs veszteség), a hőtermelésé pedig öt egység (füstgáz). A teljes veszteség 71, így hipotetikus együttes hatásfok 53% (79/150). Kapcsolt termelés esetén kissé rosszabb hatásfokú villamosenergia-termelést feltételezve (35%) a veszteség csak 21 egység (egy a villamosenergia-termelésből és 20 a hőtermelésből). Az együttes nettó hatásfok pedig 79%.

A kapcsolt villamos-energia és hőtermelés előnye tehát a primerenergia megtakarítás, vagyis ugyanannyi hő- és villamos energia előállításához, kevesebb tüzelőanyag szükséges. Mivel ez jellemzően földgáz, amelynek a forrása döntően import, áttételesen csökkenti az ország külső tüzelőanyag függőségét. A másik fontos ebből következő előny, hogy kisebb a fajlagos CO<sub>2</sub> kibocsátás, ezáltal az összkibocsátás is, ami Magyarországon, éppúgy, mint az Európai Unió összes tagországában fontos környezeti cél. Mivel a kisebb, kapcsolt erőművek a fogyasztókhoz közelebb, az elosztói hálózatra csatlakoznak, a hálózati veszteségek is csökkennek, ami további tüzelőanyag megtakarítással jár.

---

<sup>3</sup> A 36%-os hatásfok meglehetősen alacsony. Lásd a tanulmány későbbi fejezetét.

---

### **III. A KAPCSOLT ERŐMŰVEK ELTERJEDÉSÉNEK ELEMZÉSE**

---

A fejezet első felében vázlatosan áttekintjük a kapcsolt erőművi szabályozás elmúlt 7-8 évi változását. Ezt követően bemutatjuk, hogyan alakult a kapcsolt erőművek beépített kapacitása és az éves villamosenergia-termelésük.

#### ***III.1. A kapcsolt termelés szabályozása 2002-től***

Magyarországon 2002 óta kötelező átvétellel és garantált hatósági árral támogatják a megújuló és kapcsolt villamosenergia-termelést. A támogatás működési kereteit a 56/2002-os GKM rendelet rögzítette. Ennek értelmében 2003-tól kezdve az 50 MW névleges villamos kapacitás alatti kapcsolt termelésből származó villamos energiát, illetve az 50 MW feletti, távhő célra hőt értékesíthető erőmű villamos energia termelését a területi szolgáltatóknak kötelessége volt átvenni hatóságilag rögzített árakon. A szabályozás tüzelőanyag-típusonként, mérettől és zónaidőnként differenciált támogatott árat határozott meg. Az 50 MW feletti erőművek, illetve a 6 MW feletti, nem távhő célra értékesítő erőművek villamosenergia-termelését közüzemi áron vették át a szolgáltatók, míg az egyéb kapcsolt erőművek által termelt villamos energiáját a közüzemi árnál magasabb áron.

Jelentős változás a szabályozásban 2007-ben történt. Ekkor a megújulókra és kapcsolt termelőkre vonatkozóan két fontos rendeletet hoztak. A 389/2007-es Kormányrendelet, amely a korábbi GKM rendelet helyébe lépett, kormányrendeleti szinten határozta meg a kötelező átvételi árakat és a kötelező átvétel egyéb szabályait. Az egyik lényeges módosítás, hogy a támogatás hatálya alá kerültek a nagy kapcsolt erőművek is (50-130 MW között) a fűtési idényben, amelyek lakossági távhő célra értékesítették a megtermelt hőenergiát.

A másik fontos változtatás az úgynevezett „zöld mérlegkör” létrehozása (109/2007-es GKM rendelet). Ennek értelmében a támogatott erőművek többé nem a szolgáltatóknak adták el a megtermelt villamos energiát, hanem a zöld mérlegkör felelősnek, a MAVIR-nak. A rendszerirányító minden hónapban előre bekéri mind a kötelező átvétel alá eső termelők (KÁT termelők), mind pedig a végső fogyasztót ellátó szolgáltatók (a továbbiakban KÁT átvevő) tervezett havi menetrendjét. A szolgáltatók a felhasználó(i)k részére értékesített villamos energia arányában, a villamos energiát importáló felhasználók pedig a saját maguk által elfogyasztott villamos energia arányában kötelesek átvenni az átvételi kötelezettség alá eső villamos energiát a zöld mérlegkör felelőstől. A rendszerirányító tehát rögzíti, hogy adott hónapban mekkora mennyiségű villamos energiát kell átvennie az egyes KÁT átvevőknek, és minden hónapban közzéteszi, hogy ezt milyen profilban kötelesek átvenni, vagyis, hogy az egyes órákban mekkora mennyiségű villamos energiát kell átvenniük.

A rendszerirányító a rendeletben meghatározott átvételi árak és a KÁT termelők tervezett havi termelése alapján meghatározza, hogy átlagosan milyen árat fizet ezeknek a termelőknek. Ezt korrigálja az előző havi tény-terv eltérésből adódó összeggel, illetve hozzáveszi a zöld mérlegkör kiegyenlítésének és a KÁT mérlegkör működtetésének költségeit. Ebből végül

meghatároz egy árat (KÁT egységár), amelyet az adott hónapban a KÁT átvevő fizet a zöld mérlegkör-felelősnek. A MAVIR minden hónapban előre közli az átadási árat és profilt.

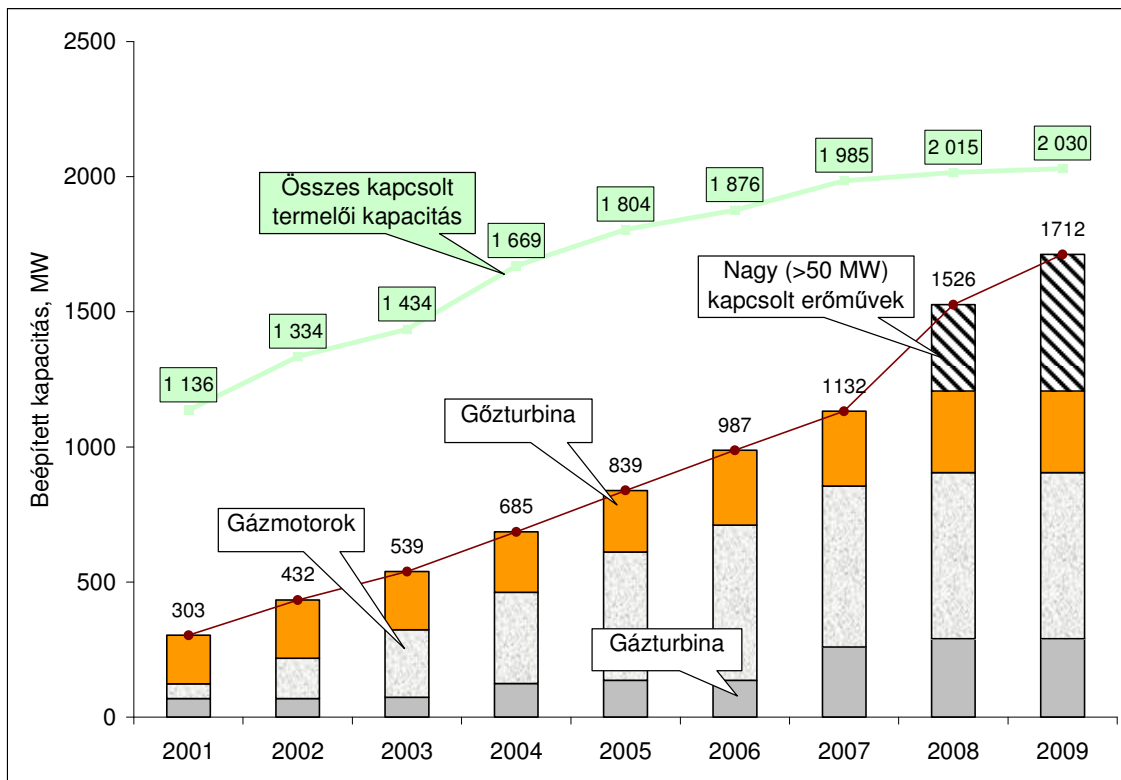
### **III.2. A támogatott, kapcsolt erőművek elterjedése**

A 2002-es szabályozás hatására, amely a piaci árhoz képest viszonylag magasán határozta meg a kötelező, hatósági átvételi árat a kapcsolt termelőkre vonatkozóan, a kis kapcsolt erőművek elterjedéséhez vezetett. Összeállítottunk egy erőművi adatbázist, amely alapján éves szinten lehetőség van a kapcsolt erőművek beépített kapacitásának elemzésére. Az adatbázis összeállításához öt különböző forrásra támaszkodtunk:

- 2001. szeptemberi kormánybeszámoló a „Magyarország energiapolitikájáról, valamint a piacnyitásról az Európai Unióhoz való csatlakozás folyamán” háttéranyaga
- A MAVIR által 2003-ban készített villamos energia közép- és hosszú-távú forrásoldali kapacitásterv
- Széchenyi Csaba: A gázmotoros kapcsolt energiatermelés értékelése, támogatása, gazdasági vizsgálata, 2009
- A Magyar Energia Hivatal kiserőmű létesítésére és üzemeltetésére vonatkozó határozatai
- Energia Központ Nonprofit Kft.: A hasznos hőigényen alapuló kapcsolt energiatermelés belső piacon való támogatásáról, 2010

A fenti források alapján 2001-től kezdve lehetőség nyílik a beépített kapacitások részletes elemzésére (8. ábra). Külön feltüntettük a támogatott, 50 MW-nál kisebb kapcsolt erőművi kapacitások megoszlását különböző technológiák szerinti bontásban (gázturbina, gőzturbina, gázmotor), a támogatott 50 MW feletti kapcsolt kapacitásokat, illetve a teljes, hazai beépített kapcsolt erőművi kapacitást.

**8. ábra: A kötelező átvétel alá tartozó kapcsolt erőművek névleges beépített kapacitása, illetve az összes beépített kapcsolt kapacitás, 2001-2009**



Forrás: Bercsi, MEH határozatok, Energia Központ

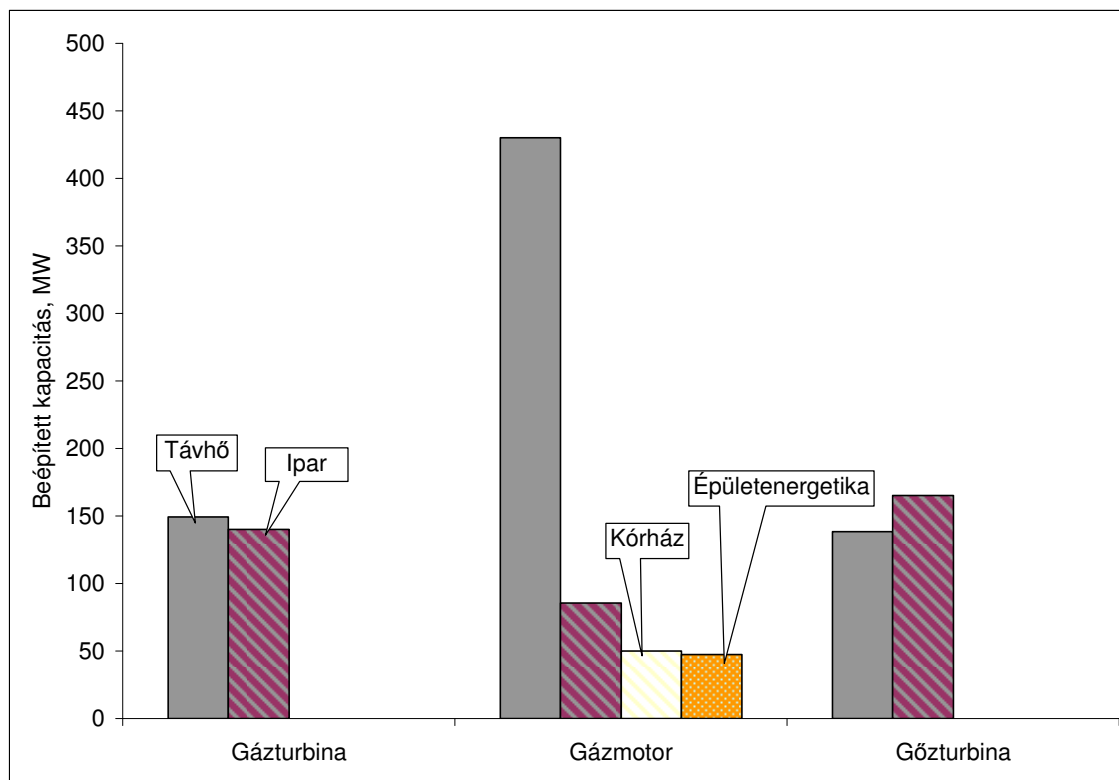
2001-ben a támogatott kapcsolt erőművek beépített kapacitása alig volt több mint 300 MW, szemben a teljes kapcsolt kapacitással, amely 1100 MW-ot is meghaladta. 2008-ra folyamatosan nőtt a teljes beépített kapacitás és a megjelenő új kapacitások döntő részben a támogatott körből kerültek ki. Ráadásul a 389/2007-es kormányrendelet kiterjedt a nagy kapcsolt (50-130 MW) erőművekre is, míg az ezt módosító 34/2008-as KHEM rendelet 2009-től bevonta a 190 MW beépített kapacitásnál kisebb kapcsolt termelőket is<sup>4</sup>. Ezen módosításokkal 2009-re a teljes kapcsolt kapacitás 84%-a már hatósági áron értékesíthette a megtermelt villamos energiát, amely a teljes hazai beépített kapacitás 20%-át teszi ki.

A kisméretű (50 MW alatti), támogatott kapcsolt erőművek 51%-a gázmotor, 24%-a gázturbina, míg 25%-a gőzturbinás erőmű. A támogatott kapcsolt kapacitásokat a felhasználás célja szerint is vizsgáljuk. A teljes 2008-ban működő kapcsolt kapacitásnak közel 60%-a távhő célú hőigényre épült, amely hőigényt döntő többségében kis gázmotorokkal látják el. Ezt követi az ipari célú felhasználás, amely a beépített kapacitások 30%-át adja, végül 4-4%-

<sup>4</sup> Ugyanakkor az 50 MW beépített kapacitást meghaladó erőművek csak a fűtési szezon alatt részesülhetnek hatósági átvételi árban, és csak abban az esetben, ha lakosság részére értékesítették a termelt hasznos hőt.

al részeseül a teljes beépített kapacitáson belül a kórházak és az épületenergetika. Ezen megoszlásokat mutatja a következő ábra.

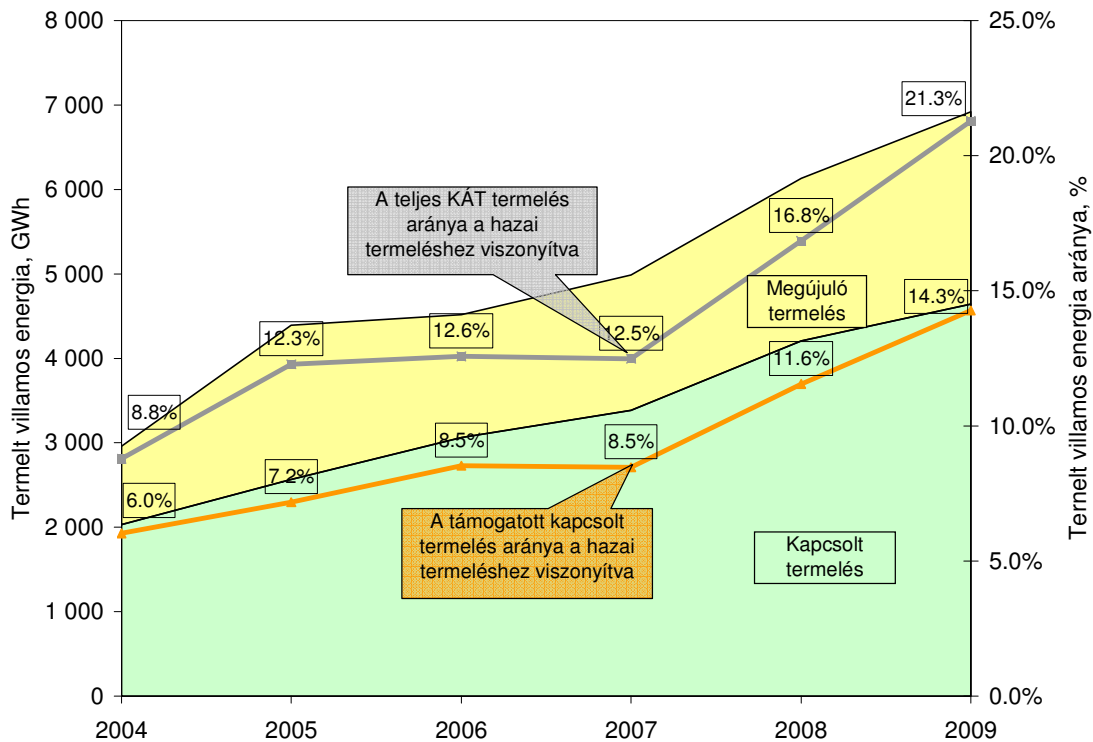
**9. ábra: A különböző technológiák beépített kapacitásának megoszlása rendeltetési célok alapján, MW**



Forrás: Szécsényi (2009)

A beépített kapacitások növekedésével a kötelező átvétel alá eső termelés folyamatosan nőtt az elmúlt években. A növekedésnek két összetevőjét különböztethetjük meg: a kapcsolt erőművek elterjedése; illetve a támogatás hatályának kiterjesztése. Ez utóbbi, ahogyan azt korábban bemutattuk, két lépésben történt meg (2007 és 2008). A termelésváltozásokat a következő ábrán foglaltuk össze, ahol feltüntettük a kapcsolt termelés mellett a megújuló villamosenergia-termelést is.

**10. ábra: A kötelező átvétel alá eső termelés megoszlása technológiáinkét és aránya a hazai összes termeléshez viszonyítva, 2004-2009**

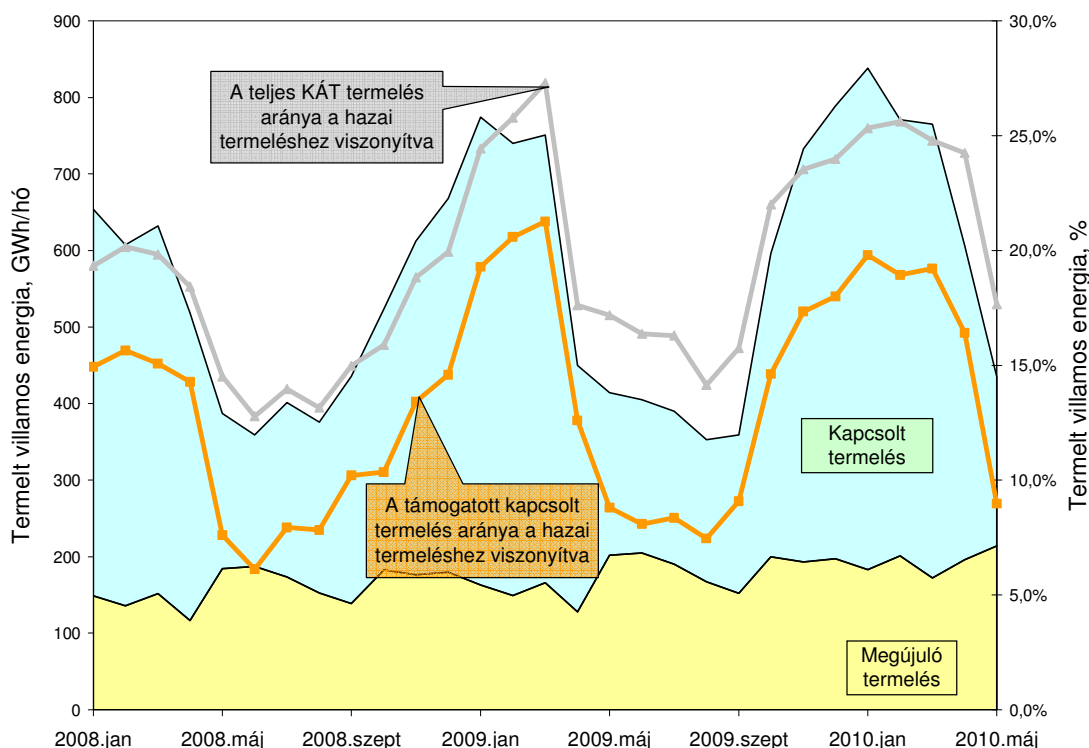


Forrás: MEH

Az ábrán bemutatjuk azt is, hogy a kötelező átvételes termelés a teljes hazai villamosenergia-termelés mekkora hányadát vonja ki a verseny hatálya alól. Látható, hogy 2003-ban ez még nem érte el a 10 %-ot, majd a következő három évben 12 % körül stagnált, míg 2008-ban a nagy kapcsolt erőművek hatására ez az arány 17 %-ra nőtt. 2009-ben a teljes hazai termelés 21,3 %-a származott megújuló és kapcsolt kötelező átvételes termelésből. A kapcsolt erőművi termelés is jelentősen növekedett a teljes hazai termeléshez viszonyítva. 2004-ben ez az arány alig haladta meg a 6 %-ot, míg 2009-ra 14,3 %-ot ért el a teljes hazai termelésben.

A távfűtéssel kapcsolt termelés jelentős súlya miatt a kötelező átvétel mennyisége szezonálisan igen ingadozó. A 11. ábra mutatja, hogy 2008. január és 2010 májusa között milyen volt a kötelező átvételes termelés aránya a hazai összes termeléshez. Látható, hogy a megújuló termelés nem igazán mutat szezonális ingadozást, az elmúlt közel két és fél évben viszonylag stabilnak mondható a havi termelésük. Ezzel szemben a kapcsolt termelés erősen szezonális jellegű. Ezzel magyarázható, hogy míg 2008 első felében a hazai termeléshez viszonyítva az összes kötelező átvételes termelés elérte a 20 %-ot, addig ez az arány 2008 nyarán lecsökkent 15 % alá. 2008/2009 telén ugyanakkor a támogatás kiterjesztésének hatására egyes hónapokban ez az arány meghaladta a 25 %-ot, hasonlóan a 2009/2010-es télhez.

**11. ábra: A kötelező átvétel alá eső erőművek havi termelése és ezek aránya a hazai összes termeléshez, 2008 január – 2010 május**



Forrás: MAVIR, MEH

Ekkora mennyiségű kapacitás, illetve termelés kivonása a piacról jelentősen csökkenti a piaci termelők közötti versenyt. Ennek az a legfőbb veszélye, hogy a piacon maradó termelők emelhetik az árat, mivel az egymással versenyző erőművek száma lecsökken, ezért egy-egy erőmű olyan helyzetbe kerülhet, amely során esetleges kapacitás-visszatartással képes a hazai villamosenergia-árát növelni. A magasabb kialakuló ár mellett ezen erőmű is drágábban tudja értékesíteni a megtermelt villamos energiáját, és ha ez képes fedezni a kisebb termelésből adódó profitvesztést, akkor összességében nőhet a profitja. Vagyis nemcsak a hatalmasra duzzadt kötelező átvétel ártámogatása miatt emelkedik meg a villamos energia ára, hanem a versenyhelyzet csökkenése miatt is.

### **III.3. A kapcsolt erőművek hatásfoka**

A kapcsolt erőművek estében a termelt villamos energia mellett fontos megvizsgálni az erőműre jellemző hatásfokokat is. Sajnos erre vonatkozóan idősoros éves adatokkal, illetve havi bontásban nem rendelkezünk, mindössze 2008-ra tudunk konkrét értékeket bemutatni. A következő táblázatban egy nagyobb minta alapján mutatjuk be a magyarországi kapcsolt erőművek jellemző számait. Az alapul szolgáló adatok nem teljes körűek és nem csak a támogatott erőművekre vonatkoznak, ugyanakkor a minta nagysága következtében, amely jelentősen meghaladja az 50 %-ot, azzal a feltevéssel élünk, hogy az összes magyarországi erőmű összességében hasonló adatokkal bír.

**2. Táblázat Kapcsolt erőművek termelési adatai 2008-ban és egyéb technológiai jellemzőik**

	Gázmotor	Gőzturbina	Gázturbina	Összes
Összes nettó kapacitás, MW	509	250	273	1 033
Kiadott villamos energia, GWh	2 654	743	1 592	4 989
Kiadott villamos energia, TJ	9 555	2 675	5 730	17 960
Kiadott hőenergia, TJ	10 528	6 563	9 147	26 558
Felhasznált tüzelőanyag, TJ	25 669	16 297	19 016	60 983
Hatásfok, villany	37,2%	16,4%	30,1%	29,5%
Hatásfok, hő	41,0%	40,3%	48,1%	43,6%
Hatásfok, összes	78,2%	56,7%	78,2%	73,0%
Kihasználási óraszám	5 211	2 969	5 821	4 829
$\sigma$ (a kiadott villamos energia és hő aránya)	0,91	0,41	0,63	0,68

Forrás: Stróbl

Látható, hogy a mintába bekerülő erőművek összhatásfoka 73%, míg a villany 29,5%, a hő hatásfoka pedig 43,6 %-os. Ebből következik, hogy  $\sigma = 0,68$ , vagyis egységnyi bevitt tüzelőanyag nagyobb része hőként hasznosul, és csak kisebb része villamos energiaként. Az általunk vizsgált gázmotoros technológia esetében a  $\sigma$  értéke 0,91, az összhatásfok pedig 78,2 %-os.



---

## **IV. A MEGÚJULÓ ÉS KAPCSOLT TERMELÉS TÁMOGATÁSA AZ EURÓPAI UNIÓ ORSZÁGAIBAN**

---

Ebben a fejezetben először bemutatjuk, hogy az Európai Unióban milyen módon támogatják a megújuló alapú villamosenergia-termelést, majd a kapcsolt erőművek támogatási formáit vázoljuk az uniós országokban. A fejezet második felében négy ország kapcsolt támogatási rezsimét elemezzük részletesen.

### ***IV.1. A megújuló energiaforrás alapú villamosenergia-termelés támogatása az Európai Unióban***

Európában minden ország támogatja a megújuló energiaalapú villamosenergia-termelést. Ennek két alapvető formája a támogatott áron való kötelező átvétel és a forgalmazható zöldbizonyítványok (ZB) (*green certificate – GC*) rendszere. Számos országban egyéb formában is kapnak támogatást, például vissza nem térítendő beruházási támogatás formájában (az új tagországokban szinte mindenhol) vagy adókedvezményként (pl. Csehországban a megújuló villamos energiából származó jövedelem személyi adómentes, Portugáliában alacsonyabb ÁFÁ-val terhelt az eladás).

A támogatott áras átvételnek két változata létezik: a garantált áron való átvétel (*feed-in tariff - FIT*) és a piaci árat prémiummal (*premium*) kiegészítő rendszer.

A garantált áron való átvétel előnye a termelő számára, hogy egy előre behatárolt időtávra kiszámítható bevételt jelent, vagyis nincsen piaci kockázata. A legtöbb országban a jogosultság egy bizonyos időtartamra korlátozódik, illetve egy pont után csökkenő mértékű (Spanyolország). Mindez lehetővé teszi a támogatás fokozatos kivonását és a költségek korlátozását, hiszen amennyiben nincs korlátozva az évente kifizethető támogatás (pl. Spanyolországban évekre és technológiákra lebontott keret), komoly költségvetési (illetve fogyasztói) terhet jelenthet. Fontos szempont, hogy a támogatás leépítése nélkül a megtérülés után a termelő jelentős járadékot könyvelhet el.

A prémium rendszer lényege, hogy a piaci ár kiegészítéseképpen egy fix prémiumot kap a termelő. Ebben a rendszerben a termelő kitett a piaci árváltozásnak, és mivel a megtermelt mennyiséget nem, csak az árat szabályozza, ezért - hasonlóan a garantált áras átvételhez -, előre nem ismert mértékű fogyasztói terhet jelent.

Mindkét támogatási forma esetben a tarifák leggyakrabban technológiánként eltérőek, de lehetnek egységesek is. A technológiafüggő tarifarendszer elméletileg tükrözi a technológiák eltérő költségeit és lehetővé teszi a technológiák széles skálájának a piacon tartását. Az egységes tarifarendszer azonban a legolcsóbb technológiáknak kedvez, és nem garantálja minden technológia piacon maradását.<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> Kivéve, ha annyira magas az egységes ár, hogy a legdrágább technológiát is piacon tartja, ekkor azonban a többiek jelentős járadékot szereznek, és a jelentősen nőnek a fogyasztói terhek.

A 27 uniós tagországból 22 alkalmaz a garantált árat és/vagy prémium rendszert. Ebből 20 technológiánként eltérő árat határozott meg, csak Ciprus és Észtország használ egységes átvételi tarifát (3. Táblázat).

**3. Táblázat: Megújuló alapú villamos energia támogatási módjai az Európai Unióban**

	FIT	FIT/Prémium	Prémium	Zöld bizonyítvány
Technológiák szerint eltérő	AT, BG, DE, GR, FR, FI, HU, IE, IT, LT, LV, LU, PT, SK, UK	CZ, SI, ES	DK, NL	
Egységes	CY	EE		BE, IT, PL, SE, UK, RO

Forrás: www.res-legal.de, Canton (2010)

#### **IV.1.1. Garantált áras átvétel**

A domináns támogatási mód Európában (15 tagország) a technológiafüggő garantált átvételi ár, mely legtöbb esetben függ a mérettől és a működés kezdetének az évétől. Az átvételi tarifa esetenként magasabb bizonyos további feltételek esetén (pl. preferált tüzelőanyag, magasabb határfok). Mindezek eredőjeként a meglehetősen szerteágazó tarifarendszerek meglehetősen nehéz összehasonlítani. A minimum és maximum értékek azonban jól mutatják, hogy a biomassa és a biogáz körülbelül azonos támogatást kap, a szél és a víz alacsonyabbat, és a legdrágább technológia – a fotovoltaiikus áramtermelés - kiemelkedő szintű ártámogatást élvez. A geotermikus technológiát – adottságok hiánya miatt – sok tagország nem is támogatja.

#### **IV.1.2. Prémium rendszer**

Dániában és Hollandiában árprémiumot fizetnek, de mindkét országban igyekeznek korlátozni a teljes megújuló mennyiséget. Dániában maximálják a piaci ár és a prémium összegét, vagyis magas ár mellett nem feltétlenül kapja meg a termelő a teljes prémium összegét. Hollandiában a kifizethető teljes összeget előre megállapítják évente és kérelmek sorrendjében elégítik ki a prémiumfizetést. Csehországban, Szlovéniában, Észtországban és Spanyolországban a termelő választhat a garantált ár és prémium között. Ez jellemzően megkötések nélkül tehető, vagyis bárki választhat (pl. Észtországban, Csehországban), de lehet egyéb kritériumhoz kötött: Spanyolországban például 50MW alatti erőművek választhatnak csak (kivéve a napenergia hasznosítókat), a fölött csak prémiumot lehet igényelni. A két rendszer közötti évenkénti szabad választás lehetővé teszi a termelőknek, hogy magas piaci árak esetén magasabb bevételt érjenek el a prémium rendszerben, miközben a garantált ár árküszöbként működik alacsony piaci ár esetében.

#### **IV.1.3. Zöld bizonyítvány**

Hat országban alkalmaznak forgalmazható zöld bizonyítványokat a megújulók támogatására. A rendszer lényege, hogy a kereskedőknek a szolgáltatott villamos energia egy bizonyos

részét (országos szinten meghatározott célok alapján) megújuló forrásból kell fedezniük.<sup>6</sup> A megújuló termelők számára kiállított zöld bizonyítvány egyrészt egy elszámolási és nyomon követési dokumentum, másrészt azonban az állam által gerjesztett kereslet miatt piacokon módon támogatja a termelést, hiszen a termelő egyrészt a kereskedőtől megkapja a piaci árat, valamint pótlólagos bevételhez jut az átadott zöld bizonyítvány ellenében, amelyet bárkinek eladhat a piacon. A bizonyítványok forgalmazása történhet kétoldalú megállapodás alapján, illetve tőzsdei forgalomban is (pl. Olaszország, Lengyelország, Románia).

Tiszta formájában ez egy olyan mennyiségi szabályozóeszköz, mely az ár alakulását teljes mértékben a kereslet és a kínálat alakulására hagyja. A valóságban azonban az itt szereplő összes ország befolyásolja az árat: árintervallumot alakít ki. A bizonyítványok áringadozása (ami különösen nagy lehet kisszereplős piacok esetén) a megújuló kapacitásokba való befektetést hátráltatja, hiszen a bevételek nagyságának kockázata (és a banki finanszírozás ezzel járó magasabb költsége) csökkenti a beruházási kedvet. A hatósági ármaximalizálás (szankcionálási vagy „kilépési ár”<sup>7</sup>), melyet a kereskedőnek a nem teljesített zöld bizonyítvány beszerzés után kell fizetni, árplafonként működik szűkös kínálatú időszakokban (általában éves az elszámolás), csökkentve ezzel a piaci kockázatot. Ilyen rendszer működik az Egyesült Királyságban, Lengyelországban és Svédországban. Fontos következménye ennek, hogy a kivásárolt mennyiség mögött nincs valós termelés, vagyis a megújuló cél csorbul. Belgiumban azonban minimálják az árat, vagyis erre a szintű támogatásra minden esetben számíthat a termelő. Romániában mindkét végéről zárt hatósági árintervallum van érvényben. Amennyiben ezek az előre megállapított árkorlátok ténylegesen is működnek, akkor már nem beszélhetünk mennyiségi szabályozásról, hanem egy hibrid rendszerről.

#### **IV.1.4. Vegyes rendszerek**

Olaszországban főszabályként zöld bizonyítvány rendszerrel támogatják a megújulókat, de a kis termelői egységeket (pl. 0,2 MW alatti széltermelő egységek) és a magasabb költségű napenergiát garantált áron veszik át. Az Egyesült Királyságban – ahol főszabályként zöld bizonyítvány rendszer működik - 2010 áprilisától garantált áron veszik át az 5 MW alatti teljesítményű, megújuló bázisú villamos energiát, a zöld bizonyítvány rendszer kiegészítéseképpen. Kiegészítő módszerként egyes országok tenderen választják ki a támogatottak körét (pl. Dániában az offshore széltermelés esetén). Málta nem alkalmazza egyik támogatási rendszert sem, bár beruházásokat támogat – a többi országhoz hasonlóan - vissza nem térítendő formában.

---

<sup>6</sup> Elvileg a kereskedők helyett lehet kötelezni a termelőket/importőröket vagy magukat a fogyasztókat, de az Unióban csak Olaszországban alkalmazzák az első alternatívát. Mivel a zöld bizonyítvány ára független a kötelezettek körétől, fontos szempont a kötelezettek száma, hiszen ellenőrzésük adminisztrációs költséget jelent.

<sup>7</sup> opt-out price

## **IV.2. A kapcsoltan termelők támogatása az Európai Unióban**

A 2004/8/EK Irányelv a kapcsolt villamos és hőenergia termelés alapdokumentuma. Megállapítja, hogy a kapcsolt termelés azért támogatható, mert i) primer energia megtakarítással jár, ii) jelentősen csökkenti a hálózati veszteséget, iii) alacsonyabb a károsanyag-kibocsátása és iv) pozitívan hat az ellátásbiztonságra.

Az Irányelv értelmében kapcsolt termelésnek nevezzük, az olyan erőműveket, amelyek egyetlen folyamat során egyszerre termel hasznos hőt és villamos energiát.<sup>8</sup> Méret szerint három kapcsolt termelőt lehet megkülönböztetni:

- mikroegység, amelynek a beépített névleges kapacitása 50 KWe alatti,
- kis egység, amelynek a beépített névleges kapacitása 1 MWe alatti, és
- normál egység, amelynek a beépített névleges kapacitása meghaladja az 1 MWe-ot.

Az Irányelv a nemzeti hatáskörben lévő támogatási módok keretrendszerét igyekszik megalapozni, anélkül, hogy a hatáskört elvonná a tagállamoktól. Sőt, ösztönzi a tagállamokat, hogy kiszámítható, ezért legalább négyéves támogatási rendszert dolgozzanak ki a nagy hatásfokú kapcsolt termelők támogatására, azonban az állami támogatási rendszereknek a fokozatosan csökkentés elvét kell képviselniük. Nagy hatásfokú kapcsolt termelésnek tekinthetőek azon erőműveket, amely legalább 10 %-os primer energia megtakarítással jár. A mikro és kis egységű kapcsolt termelést már akkor is nagy hatásfokúnak lehet nevezni, ha primer energia megtakarítással jár.

Az Irányelv egyik fontos célja, hogy egységes módszertant hozzon létre a hatásfok kiszámítására, mely alapján a primerenergia megtakarítást ki lehet számolni. Ennek érdekében a Bizottság egy külön határozatában technológiától és az építés éve által meghatározott referencia hatásfokokat fogadott el 2007-ben (2007/74/EK). Ezen hatásfok értékeket a Bizottság minden negyedik évben felülvizsgálja, és ha szükséges, módosítja. Az első ilyen felülvizsgálatot 2011 februárjáig kell elvégezni.

Az Irányelv kiemelt fontosságot tulajdonít az eredetigazolásoknak, amely lehetővé teszi a fogyasztóknak, hogy egy liberalizált villamosenergia-piacon kapcsolt erőművi termelésből származó villamos energiát fogyaszthassanak. Ennek érdekében minden tagállamnak ki kell dolgoznia egy eredetigazolási rendszert. Ez a rendszer önmagában nem jogosít fel támogatási mechanizmusok igénybevételére, és ezen igazolást fontos megkülönböztetni a forgalmazható bizonyítványoktól. Kimondatlan célja ennek, hogy egy majdani egységes európai támogatási rendszerben egyértelműen és azonos kritériumok alapján lehessen beazonosítani a kapcsolt termelést. A tagállamoknak továbbá több jelentéstételi kötelezettséget állapít meg: nagy hatásfokú kapcsolt termelés támogatásának elemzése (először 2007-ben, majd négyévenként), illetve éves statisztikai adatközlés.

---

<sup>8</sup> Azon létesítmények, melyek külön-külön termelésre is képesek, nem minősülnek kapcsoltoknak.

A megújuló villamos energia támogatásához hasonlóan, a kapcsolt termelést is különböző formában támogatják a tagállamok (4. Táblázat). Az egyes rendszerek részleteiben igen különbözőek, de tehetünk néhány általános megállapítást. A kapcsoltak támogatási módja alapvetően illeszkedik a megújulókéhoz: ahol zöld bizonyítvány rendszer van, ott a kapcsoltak is forgalmazható bizonyítványt kapnak, ahol garantált áras rendszerrel támogatják a megújuló alapú villamosenergia-termelést, ott a kapcsoltért is.<sup>9</sup> Továbbá számos országban kettéválik a fosszilis, illetve a megújuló alapú kapcsoltak támogatási rendszere. Németországban és Ausztriában a fosszilis alapúak prémiumot kapnak (a piaci ár felett), míg a megújuló alapú kapcsoltak maradnak a garantált áras megújulós támogatási rendszerben. Romániában, Svédországban és az Egyesült Királyságban csak a megújuló alapú kapcsoltak kapnak támogatást.

Jellemzően két korlátozással élnek a tagországok fosszilis alapú kapcsoltak támogatásánál: maximált teljesítmény (legtöbbször 50 MW), illetve a hő közcélú felhasználása (Ausztria, Litvánia és Magyarország<sup>10</sup>). A távhő célú felhasználás gazdaságossága eltér az ipari használattól, hiszen a lakossági hőpiac szezonális, a hő eladása csak télen garantált.

Egyáltalán nincs termelési támogatás Finnországban, Írországban és Hollandiában.<sup>11</sup> Finnországban az állam soha nem támogatta közvetlenül a kapcsolt termelést, mégis igen magas az aránya a teljes villamosenergia-termelésben. Ennek oka a hideg éghajlat miatti magas hőigény, a jól kiépült biomassza beszállítói hálózatok, illetve a magas állami K+F támogatás, amivel a mai kapcsolt erőműpark jellemzően 90% körüli hatásfokkal működik. Hollandiában, ahol szintén jelentős a kapcsolt termelés aránya, a garantált árat fokozatosan csökkentették és 2008 óta nem kapnak támogatást, mivel piaci alapon is versenyképesek.

**4. Táblázat Nem megújuló alapú kapcsolt termelés támogatási módjai az Európai Unióban**

nincs támogatás	FIT	FIT/Prémium	Prémium	Zöld bizonyítvány
FI, IE, UK*, NL, MT, RO*, SE*	AT, BG, CY, DE, GR, FR, HU, LT, LV, LU, PT, SK	CZ, SI, ES, EE	AT, DE, DK	BE, IT, PL

\* csak a megújuló alapú kapcsolt támogatott

Forrás: COGEN Europe, 2009 alapján

Fontos megjegyezni azonban, hogy a fenti támogatási formák mellett – a megújulókhöz hasonlóan – számos egyéb módja létezik a kapcsoltak támogatásához. Szélsőséges eset Bulgária, ahol a kapcsoltak kevesebbet fizetnek a gázért. Jellemzőbb azonban a gyorsított

<sup>9</sup> A kapcsolt bizonyítvány rendszer (fehér) jellemzően elkülönül a megújulókéétól (zöld) (Flandria, Olaszország és Lengyelország). Vallóniában (Belgium) azonban egy rendszert alkotnak és minden technológia (megújuló vagy kapcsolt) a CO<sub>2</sub> kibocsátás, a méret és a megtérülés függvényében kap zöld bizonyítványt. A táblázatban *dőlt betűkkel* szerepelnek azok az országok, melyek más helyre kerültek a megújuló támogatási táblázathoz képest.

<sup>10</sup> 20 MW fölött

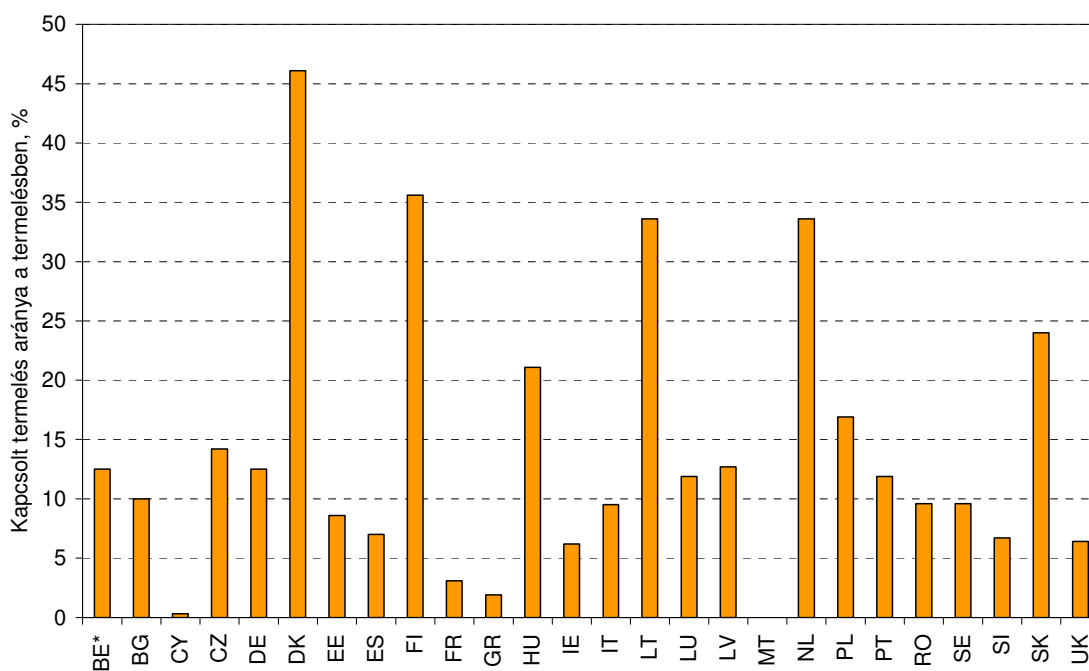
<sup>11</sup> Máltán nincs kapcsolt termelés.

ütemű értékcsökkenési leírás (pl. Belgium, Írország), adókedvezmény (pl. energiaadó alóli mentesség, fűtőanyaga jövedéki adótól való mentessége), illetve kötelező kapcsolt termelési lehetőség auditja 5MW fölötti új termelési kapacitásnál, vagy rekonstrukció esetén (Csehország) (COGEN Europa 2009 és EEA, 2010).

### IV.3. Esettanulmányok a kapcsolt támogatásokról

Európában a kapcsolt villamosenergia-termelésben élenjáró országok Dánia, Finnország, Lettország és Hollandia (12. ábra). Dániában a termelési támogatáson túl a távhő infrastruktúra kialakításában játszott nagy szerepet az állam. Hollandiában szintén komoly állami támogatásban részesült ezen szektor a kilencvenes években, valamint élvezi a jó gázellátottságot. Finnországban és Lettországban a hideg éghajlat miatti nagy hőigény a fejlődés alapja. A déli országokban éppen e tényezők miatt (rossz gázinfrastruktúra és alacsony hőigény) alacsony a kapcsolt termelés aránya.

12. ábra Kapcsolt villamosenergia-termelés a teljes termelés arányában (% , 2008)



\* 2007-es adat

Forrás: Eurostat

A választott négy országtanulmány célja, hogy részletesebben bemutassa az egyes támogatási formákat (prémium-Dánia, garantált ár/prémium-Németország, kapcsolt bizonyítvány-Lengyelország), illetve a különböző telítettségű piacokat (Dánia és Hollandia magas kapcsolt termelési arány, Németország és Lengyelország alacsony).

#### IV.3.1.1 Németország

Németországban a kapcsolt termelés teljes beépített villamosenergia-kapacitása 23 GW, amely a teljes villamosenergia-termelés 12,5%-át adja (5. táblázat). Az ipari kapcsolt

erőművek jellemzően a bányászat és a vegyipar területén működnek, ahol általában saját tulajdonban vannak az erőművek. A távfűtési szektorban a kapcsolt erőművek tulajdonosai a négy nagy áramszolgáltató, valamint a helyi távfűtő cégek (*Stadtwerke*). Utóbbiak jelentős fejlesztéseket (2,2 GW) és felújításokat (1,2 GW) terveznek az új támogatási rendszernek köszönhetően. A kisteljesítményű, főleg a szolgáltatási szektorban alkalmazott kapcsolt erőművek ma még csak korlátozottan működnek, de ez a szegmens (ideértve a mikroméretű háztartási eszközöket is) növekszik.

**5. táblázat Kapcsolt termelés szerkezete Németországban, 2009**

	Ipar	Távfűtés	10 MW alattiak	Összesen
Kapacitás (GW)	10	10,8	2,4	23,2
Termelés (TWh)	38	32	13,5	83,5

Forrás: Delta, 2010

A tüzelőanyag szerkezet jelentősen eltér a három felhasználási területen. A távhő kétharmada szén és lignit alapú, míg az iparé egyenlő arányban szén, gáz, valamint biomassza. A kisteljesítményű létesítmények döntően (73%) biomasszát, azon belül is jellemzően (1271 MW a 2400 MW-ból) biogázt használnak.

A 2002-ben bevezetett kapcsolt törvény (*Kraft-Warme-Kopplungsgesetz*) jelenti a támogatási rendszer alapját. Eszerint kötelező a villamosenergia-piaci vagy kétoldalú megállapodásban megállapított áron való átvétele.<sup>12</sup> Ezen felül az állam által fizetett prémium illeti meg a kapcsolt termelőt a hálózatba betáplált mennyiség után. További támogatás, hogy a termelő által felhasznált mennyiségre 0,4-1,5 €/kWh hálózathasználati díj jóváírását ír elő, amely azonban csak a meglévő létesítményekre, illetve a 2 MW alatti termelőknek jár (7. táblázat). A prémium tarifák alapján látható, hogy a mikro méretűek és az üzemanyagcellákon kívül a támogatás mértéke fokozatosan csökkent, valamint a régebbieket és a nagyobbakat kevésbé preferálja a rendszer.

<sup>12</sup> A piaci ár az EEX tőzsdén kereskedett előző negyedévi átlagos zsinórarával egyezik meg.

6. táblázat 2002-es törvényben előírt kapcsolt prémiumok nagysága Németországban (€/kWh)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1990 előtt épült	1,53	1,53	1,38	1,38	0,97	-	-	-	-
1990 után épült	1,53	1,53	1,38	1,38	1,23	1,23	0,82	0,56	-
2002 és 2005 között felújított	1,74	1,74	1,74	1,69	1,69	1,64	1,64	1,59	1,59
2002 után épült 2 MW alatti	2,56	2,56	2,4	2,4	2,25	2,25	2,1	2,1	1,94
2002 után épült 50 kW alatti	5,1 (10 évig)								

Forrás: Kraft-Warme-Kopplungsgesetz, 2009

2009-ben tovább erősítették a támogatási rendszert, melynek a minisztérium által bejelentett oka a kapcsolt termeléssel elérhető jelentős CO<sub>2</sub> kibocsátás-csökkentés és célja a kapcsolt termelés megduplázása 2020-ig. A változás lényegesebb pontjai:

- átveszi az EU-s CHP Irányelvől a kapcsolt termelés definícióját (hatásfok követelmény!);
- kialakítja a származási igazolás rendszerét;
- a kötelező átvételt kiegészíti az eddig csak a megújulókra vonatkozó elsőbbségi átvétellel (a termelés helyéhez legközelebbi szolgáltatóra vonatkozik);
- a résztvevők körét kibővíti a 2007 és 2016 között épült és felújított minden kapcsolt erőműre, kapacitáskorlát nélkül; valamint
- a saját felhasználásra kerülő villamos energia is kaphat prémiumot.

Az új résztvevők számára megállapított prémiumok:

- 1,5 €/kWh 2 MW alatti termelők számára, mely 6 évig, illetve maximum 30 000 óráig garantált (ipari termelők esetén csak 4 évig)
- 50 kW és 2 MW közötti termelők számára 2,1 €/kWh, mely 6 évig, illetve maximum 30 000 óráig garantált
- 50 kW alatti termelők számára 5,11 €/kWh, mely 10 évig garantált.

A 2 MW alatti termelők számára a hálózatba betáplált mennyiség után az elosztóhálózati üzemeltető az EEX-en regisztrált előző negyedévi zsinóráram átlagárát köteles kifizetni. Nagyobb termelők esetén az ár kétoldalú megállapodás tárgya. A fogyasztók által évente maximum kifizethető támogatás összege 600 millió € a kapcsolt erőművek számára és 150 millió € a távfűtési rendszerek beruházási támogatására.

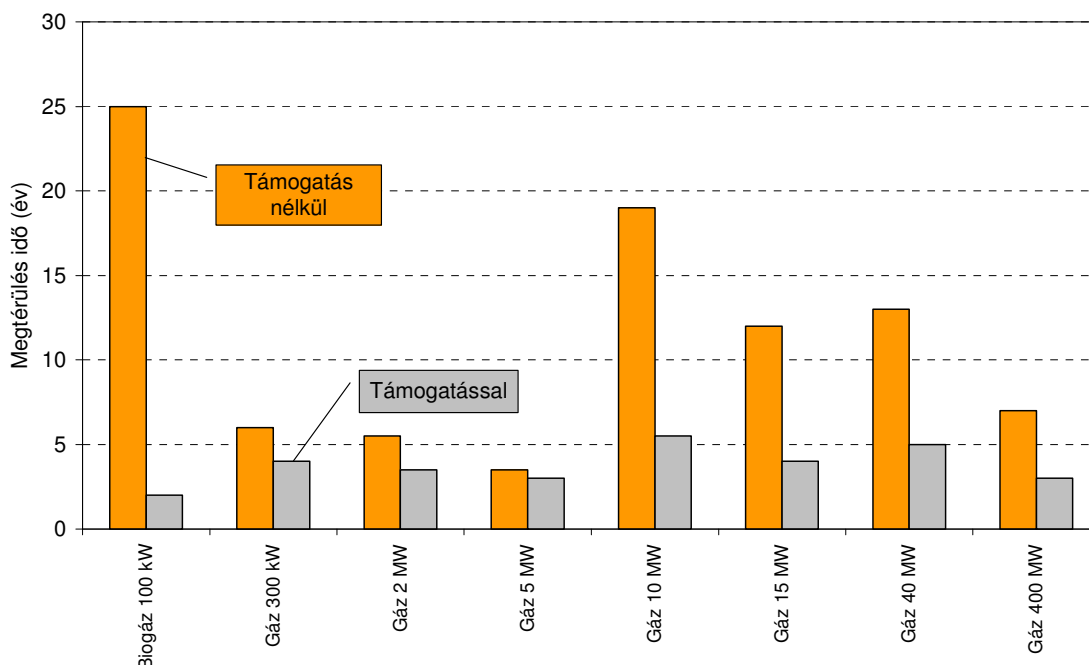
A megújuló alapú kapcsolt villamosenergia-termelés a megújulás támogatási rendszer szerint (EEG, 2009) technológia, méret és működési kezdete alapján megszabott garantált áron kerül átvételre, amelyhez további 3 €/kWh prémiumot kapnak a kapcsolt termelésnek



köszönhetően. A kapcsoltak további adókedvezményekben részesülnek. Mentés az energiaadó alól, illetve a hálózatba táplált mennyiség után a villamos energia adó alól is.

Összegezve, Németországban a 2002-es támogatási rendszer nem hozott jelentős áttörést a kapcsolt kapacitások kiépítésében, mert 2 MW-ban korlátozta maximális támogatható méretet. Ennek 2009-es feloldása jelentős hatással van a gázturbinák megtérülésére (10 fölötti értékről 5 alá esik), kisebb mértékben érzékelhető a gázmotoroknál (13. ábra). Fontos jellemzője a német rendszernek, hogy többszörösen támogatja a megújuló alapú kapcsoltakat.

**13. ábra Kapcsolt beruházások megtérülési ideje támogatással, illetve nélküle Németországban**



Forrás: Delta, 2010

#### IV.3.1.2 Dánia

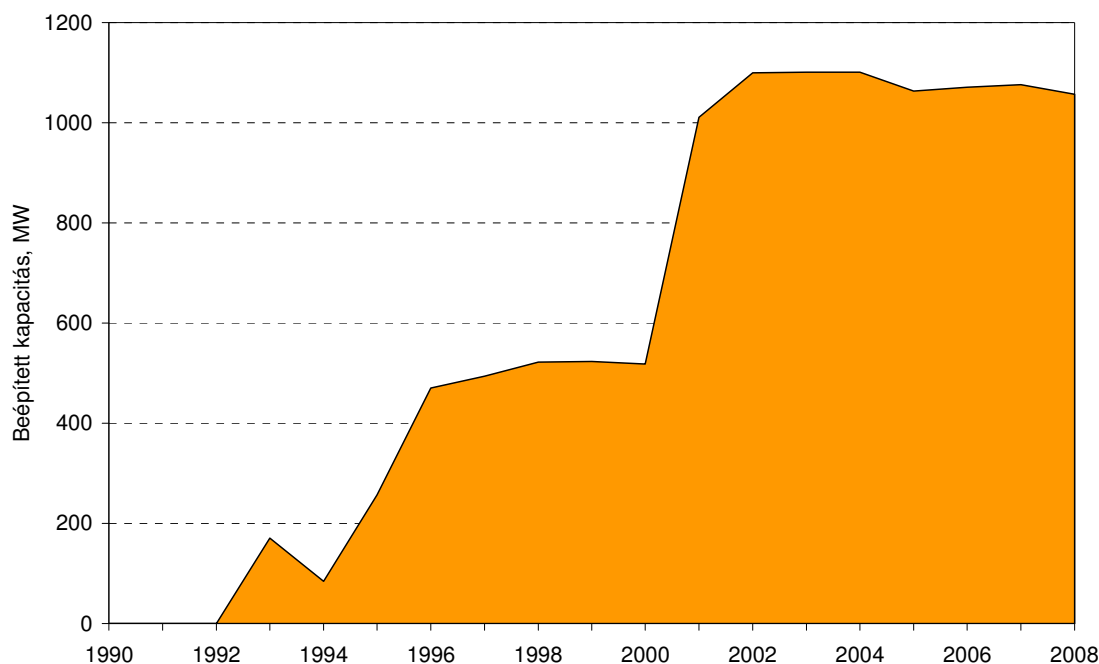
Dánia a kapcsolt termelésben Európában az első helyen áll: a villamos energia majdnem fele hővel kapcsoltan kerül előállításra (12. ábra). Első és legfontosabb felhasználása a távfűtés, melynek több mint 80%-át kapcsolt termeléssel (285 decentralizált erőmű és 16 központi fűtőmű) elégítik ki (IEA, 2007a). A jól kiépített hőhálózatok lehetővé teszik, hogy egyéb kisebb termelők is betáplálhassák fölösleges hőt a távfűtő rendszerbe. Az ipari szektorban kizárólag kisebb kapcsolt motorok működnek.

Szabályozói szemszögből azért érdekes Dánia, mert ez a jelentős kapcsolt termelés - a ma kevésbé jellemző -, adminisztratív állami beavatkozásnak köszönhető. A szabályozás akkori célja az energiafüggettség csökkentése (energiakereslet 90%-a import olaj) és az olajválsággal beköszönő magas árak voltak. Az energia megtakarítás ösztönzésére bevezették az energiaadót és nemzeti fűtési rendszer tervezését (1979), valamint elkezdődött a saját források (északi-tengeri olaj és gáz) kutatása. A fűtéstervezés lényege, hogy a helyi önkormányzatok felmérték a hőigényüket, illetve a kielégítésük helyi lehetőségeit és ennek alapján előre

terveztek a legkisebb költség elvének alapján. Ezeket a helyi terveket regionális szinten összesítették (távfűtési régiók). Ennek alapján optimalizálták az infrastruktúra (csőhálózatok, erőművek) fejlesztéseit. Ráadásul, a helyi önkormányzat kötelezheti a fogyasztót a távfűtésre való rákötésre az értesítéstől számított kilenc éven belül, illetve megtilthatják az elektromos fűtést. Ennek köszönhetően komoly hőpiac alakult ki, melynek kiszolgálására a kapcsoltak alkalmasak. A távfűtőművek önkormányzati vagy szövetkezeti tulajdonban vannak, működésük nem profitorientált, a hő ára államilag szabályozott. A távhő szinte mindig olcsóbb, mint az egyéni fűtés: 2008-ban a fogyasztók 4% fizetett csak többet, mintha gázzal fűtött volna (Danish Energy Agency).

A kilencvenes években a kormány beruházási és termelési támogatásokkal átformálta az erőműparkot. A meglévő, jellemzően olajjal és szénrel fűtött centralizált távfűtőműveket kapcsolt rendszerűvé és gázra vagy biomasszára állították át. 1992-ben kötelezővé tették a kapcsolt erőműben termelt villamos energia átvételét és a piaci ár fölötti prémiumot garantáltak a kisebb távfűtő műveknek (1,5 €/kWh), amit 1997-ben 0,95 €/kWh-ra csökkentettek (IEA, 2008). Ennek eredményeképpen jelentős új decentralizált kapacitás épült ki (14. ábra). Megjelentek az önkormányzati intézmények (kórházak, iskolák), melyek saját energiaigényük kiszolgálására építettek kapcsolt motorokat.

**14. ábra Kapcsolt erőművek nettó beépített kapacitásának (MW) alakulása Dániában**



Forrás: Eurostat

Az ezzel párhuzamosan kiépülő szélkapacitás (illetve a folyamatosan javuló energiahatékonyság) miatt azonban egyre gyakrabban a fogyasztást meghaladó mértékű villamos energiát termelt az ország, mivel a kapcsoltoknak a hőigény miatt olyan időszakban is termelniük kellett, amikor egyébként csak veszteséggel teheték azt meg. A megtermelt

villamos energiát veszteséggel lehetett exportálni, melyet a fogyasztók fizettek ki a prémium rendszerben.

A kapcsoltak támogatását 2005-ben elkezdték leépíteni:

- Megszüntették a kötelező átvételt;
- 25MW fölött semmilyen formában nincs támogatás;
- Az 5MW fölötti már meglévő létesítmények a termelés mennyiségétől függetlenül a 2001-2003 közötti támogatási összeget megkapják 20 évig a piaci ár függvényében (kettő összege maximált);
- Az 5MW fölötti már meglévő biomassza és biogáz tüzelésűek prémiuma 8 €/kWh; illetve
- Az 5MW alatt időszaktól (csúcs, völgy, mélyvölgy) függő prémium tarifát alkalmaznak.

**15. ábra Prémiumok 5MW alatti kapcsolt termelőknek (€/kWh, 2010)**

mélyvölgy időszak	völgyidőszak	csúcsidőszak	átlag*
2,4	5,6	7,6	5,2

\* 50/30/20% megoszlás alapján számolva

Forrás: Energinet.dk

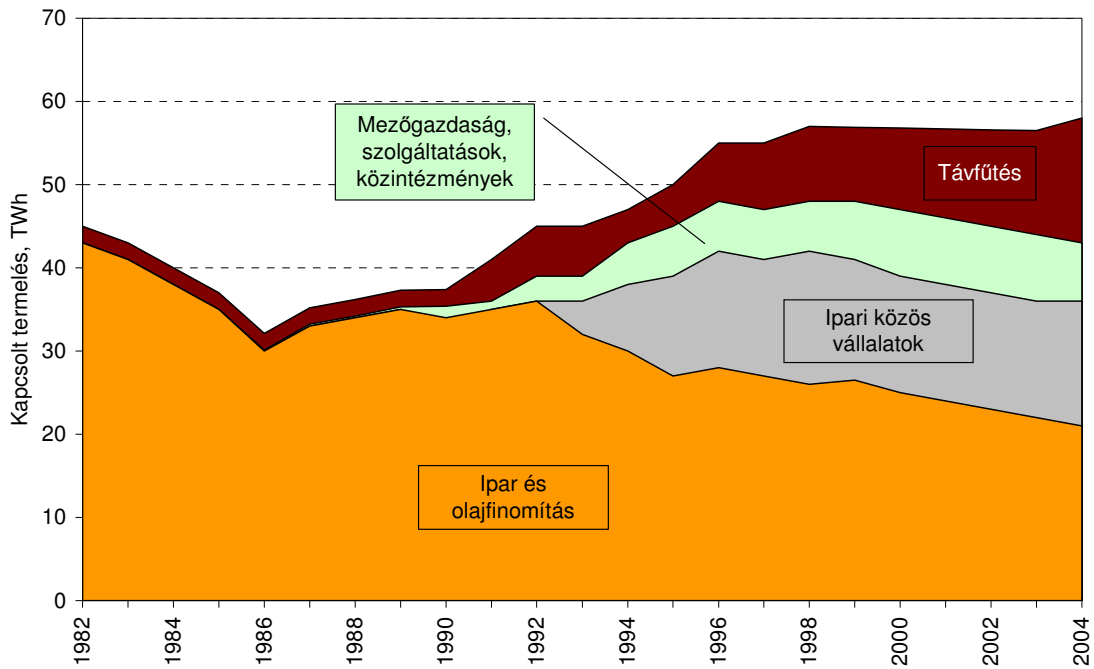
Minden fent említett prémium a hálózathoz való csatlakozástól számított 20 évig, de legalább 2019-ig érvényes. Az új biomassza és biogáz alapú létesítmények a 8 €/kWh-at csak 10 évig kapnak, majd ezt követően újabb 10 évig 5,3 €/kWh-at.

Összefoglalva tehát Dániában az államilag tervezett távfűtési infrastruktúra jelentős hőpiacot hozott létre, amire a kilencvenes években bevezetett beruházási és termelési támogatások (piaci ár és a prémium összege maximált!) egyre inkább decentralizált és gázzal vagy megújulókkal fűtött kapcsoltakból álló portfóliót hozott létre. A villamosenergia-túltermelés miatt a támogatásokat 2005-ben csökkentették, ami mind a termelés, mind a kapacitások területén stagnálást okozott.

#### *IV.3.1.3 Hollandia*

Hollandia szintén élenjáró ország a kapcsolt villamos- és hőenergia termelésben: 2008-ban a teljes villamosenergia-termelésének harmadát ilyen módon állították elő (12. ábra). A beépített kapacitás meghaladta a 7,74 GW-ot. A legjelentősebb hőfelhasználó az ipar, azon belül is a vegyipar (16. ábra).

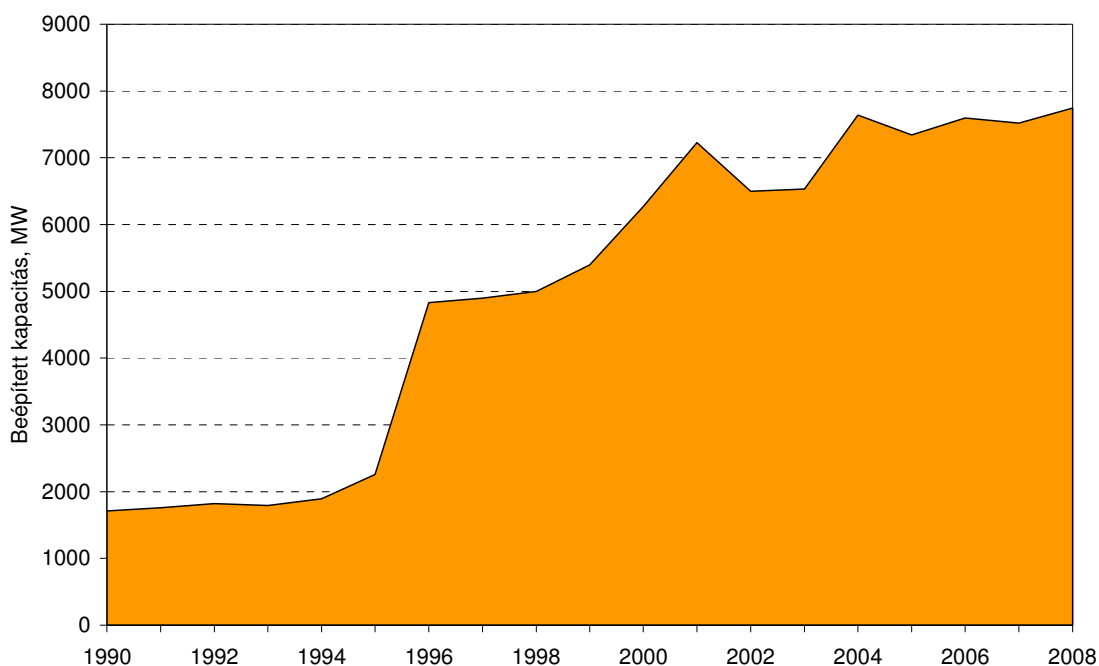
16. ábra Kapcsolt hőtermelés alakulása Hollandiában (TWh)



Forrás: IEA, 2007b

Hollandiában a kilencvenes években ugrásszerűen bővült a kapcsolt erőművek kapacitása és a termelése is (17. ábra). Az 1987-ben bevezetett támogatási program egyrészt beruházási támogatást nyújtott, másrészt előírta a kapcsoltan termelt villamos energia kötelező, garantált áron való átvételét, valamint alacsonyabb gáztarifát hozott létre a kapcsoltak számára. Az 1989-es villamosenergia-törvény további kedvezményeket hozott a kapcsolt piacnak, hiszen engedélyezte a villamosenergia-szolgáltatóknak, hogy a legolcsóbb forrásból vásároljanak, illetve maguk termeljenek. Számos közös vállalat alakult szolgáltatók és ipari hőfelhasználók között. A szolgáltatók így hozzájutottak az ipariaknak járó beruházási támogatáshoz, az ipar pedig az olcsóbb külső finanszírozáshoz (IEA, 2007b). A piacon a kilencvenes évek közepére jelentős túlkapacitás jött létre, ezért az 1998-as villamos energia törvény megszüntette a kapcsolt termelés különleges bánásmódját és megszüntette a garantált áras felvásárlását. A 2000-es gáztörvény eltörölte továbbá a saját gáztarifát is. A gázárak most az éves kihasználtságtól függenek, ami hátrányos a gyakran csak csúcsterhelés esetén működő kis kapcsolt termelőkre nézve. A liberalizált környezetben a magas kiépített kapacitású, ezért erős versenyhelyzetben működő kapcsoltak egy része kezdett kiszorulni a piacról, részben a magas gáz és alacsony villamosenergia-árak miatt (17. ábra).

17. ábra Kapcsolt erőművek nettó beépített kapacitásának (MW) alakulása Hollandiában



Forrás: Eurostat

A kapcsoltak által eddig elért energia-megtakarítás megmentése érdekében a kormány 2003-ben újra bevezette a prémium áras, garantált átvételt. A MEP rendszer (*Milieukwaliteit Elektriciteits Productie, Environmental Quality of Electricity Generation*) a megújulókat és kapcsolt termelőket is támogatja. A prémium fizetés ideje 10 év a megújulók esetében, a kapcsoltak számára azonban előre mindig csak egy év garantált. A MEP célja az volt, hogy Hollandia 2010-es zöld villamos energia célját (9%) elérje. A prémium rendszerű támogatás alapja az erőművek CO<sub>2</sub> kibocsátása, vagyis minden CO<sub>2</sub>-mentes kWh után fizet egy évente meghatározott összeget. A kapcsoltak esetén az elkerült CO<sub>2</sub> kibocsátás az energia megtakarítás alapján kerül kiszámításra minden egyes erőműre külön megállapítva, vagyis a prémium a külön villamos energia és hő termeléshez viszonyított villamosenergia-többlet után jár. Például 2007-ben a következő prémiumok voltak érvényben:

- 2,24 €/CO<sub>2</sub> mentes kWh gázos kapcsoltakra
- 2,09 €/CO<sub>2</sub> mentes kWh nem gáz fosszilis kapcsoltakra 120 MW alatt
- 120 MW felett nincs támogatás.

A kapcsoltakra 2008-ra már nem hirdettek prémiumot, a kormány szerint piaci alapon is életképesek ezek a termelők.<sup>13</sup>

<sup>13</sup> Forrás: Villamosenergia származás igazolást kiállító állami intézmény: CertiQ (<http://www.certiq.nl/english/subsidies/MEP/default.asp#0>)

Ma a gáz és a villamos energia árának különbsége határozza meg a kapcsoltak gazdaságosságát. Mivel mindkét ár piaci alapú, ezért a különbségének (*spark spread*) ingadozása a rugalmas kapcsolt termelésnek kedvez: csúcsidőben a gázalapú kapcsoltak termelnek, de völgyidőszakban túl drágák. Ezért a hőszolgáltatás miatt nem rugalmas termelésű erőművek a változó költségük alatti áron kénytelenek eladni (ECN, 2007).

A mezőgazdaságban például fellendülőben van a kapcsolt termelés, mert rugalmasan tudnak alkalmazkodni az árampiachoz: csúcsidőben hálózatra termelnek, a hőt pedig egyenletesen szolgáltatják hőtárolók (*heat buffer*) segítségével.

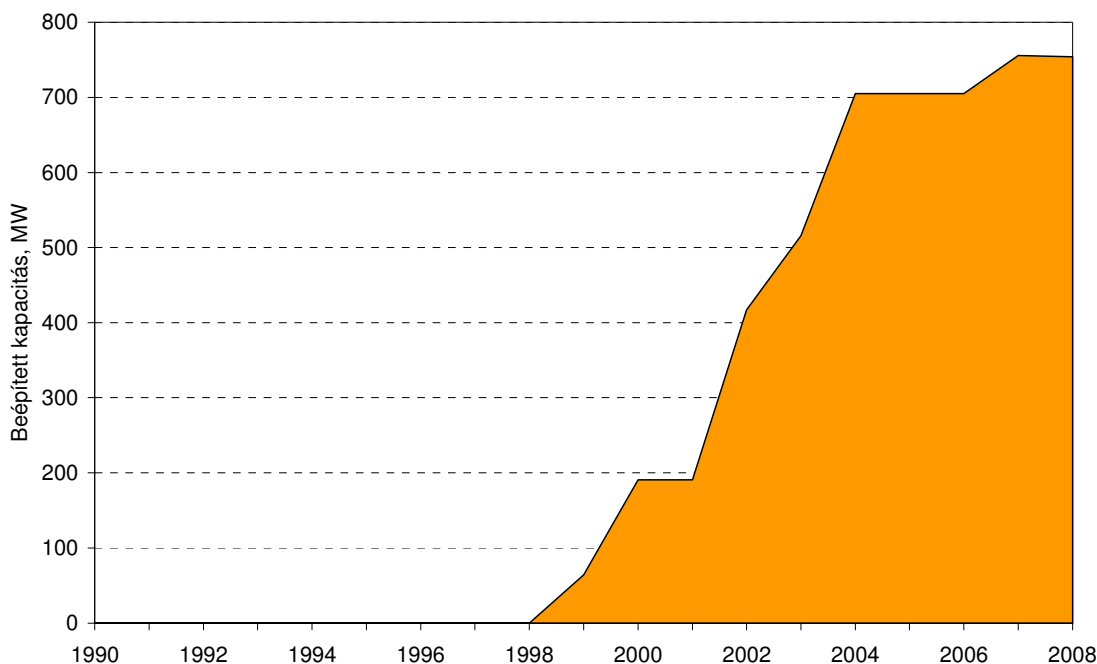
Számos egyéb formában ma is részesülnek támogatásban a holland kapcsolt termelők. A kapcsoltak által termelt hő mentes az energiaadó alól, ami versenyelőnyt jelent az egyéb fűtési módokkal (gázbojler, villany) szemben. A 30%-os villamosenergia-hatásfok és 60kW felett a kapcsoltak által használt gáz és a saját célra termelt villamos energia is mentes az energiaadó alól.

Összefoglalva, a holland támogatási rendszer az elmúlt három évtizedben követte a piaci helyzetet. A kapcsoltak elterjedését számos támogatási eszköz (garantált kapcsolt átvételi ár, beruházási támogatások, alacsonyabb gázár) együttes alkalmazása okozta. A villamos energia és a gázpiac liberalizálása (egyre magasabb piaci gázár, csökkenő villamos energia ár), valamint a kialakult túlkapacitás miatt ezek az előnyök eltűntek, illetve a kormány visszavonta őket (kedvezményes gáztarifa, beruházási támogatás, garantált ár). A csökkenő termeléssel járó kisebb primerenergia megtakarítás megmentése érdekében a kapcsoltak támogatását 2003-ban új alapra – CO<sub>2</sub> megtakarítási képesség – helyezve bevezette, amiből a kapcsoltak is részesültek 2007-ig. A piacon való maradás fontos tényezője az árampiachoz alkalmazkodó rugalmas termelés és a hőtárolás.

#### *IV.3.1.4 Lengyelország*

Lengyelországban a villamos energiának csak 17%-át állítják elő hővel kapcsolt módon. A kapacitások kiépülése is csak a kilencvenes évek végén kezdődött, azóta folyamatosan nő. A 2005-ben látható megtorpanás oka, a kapcsoltak minimum hatékonysági kritériumának változása: ettől fogva – az irányelvnek megfelelően - csak a 70% feletti összhatósfok felett minősültek kapcsolt termelésnek (18. ábra) (PME, 2007). A legfontosabb kapcsolt szegmens a távfűtés, melynek hőigénye azonban folyamatosan csökken (1995 és 2005 között kb. 20%-kal). A legfontosabb fűtőanyag ma is a szén és lignit (73% 2007-ben), a 2000 óta épült erőművek azonban már szinte mind gáz, illetve biomassza tüzelésűek.

**18. ábra Kapcsolt erőművek nettó beépített kapacitásának (MW) alakulása Lengyelországban**



Forrás: Eurostat

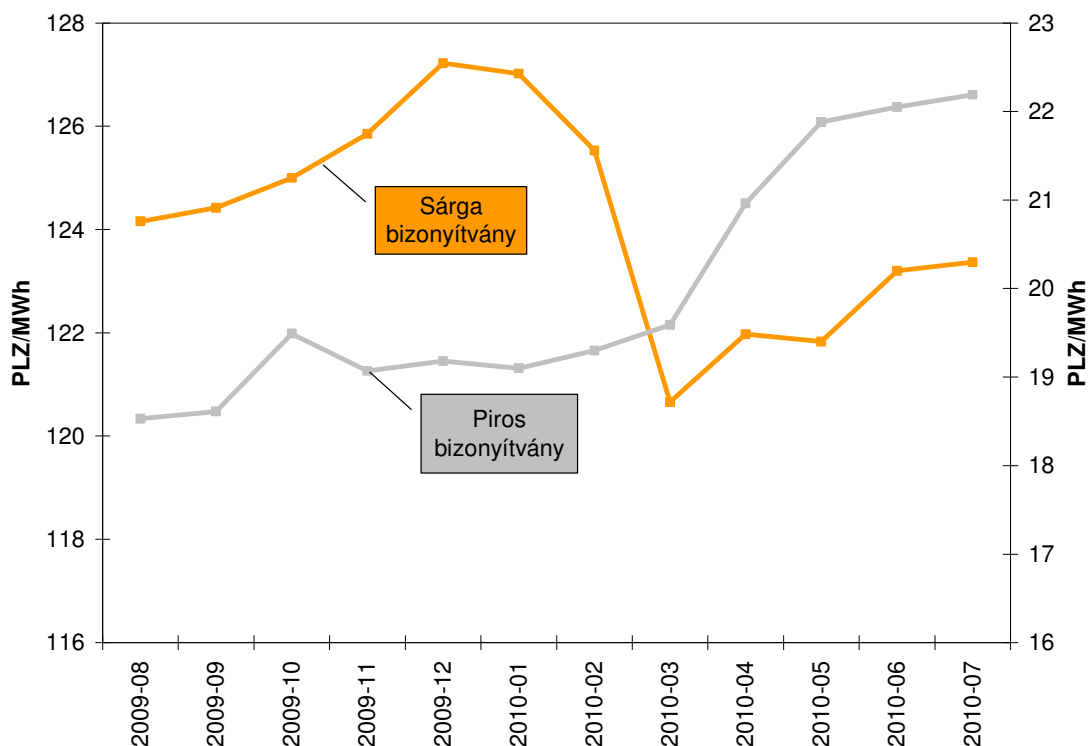
Az állam 2004-ig kötelező átvétellel és garantált átvételi árral támogatta a kapcsoltakat. A 2007-ben bevezetett és 2013-ig garantáltan nem változó bizonyítvány rendszerű szabályozás alapja az évekre előre meghatározott kapcsolt villamos energia hányad, amit minden szolgáltatónak tartania kell (7. táblázat).

**7. táblázat Különböző típusú kapcsolt termelés beszerzési kvótakövetelménye a teljes villamosenergia-felhasználás arányában**

	2007	2008	2009	2010	2011
Gázosok és 1 MW alattiak (Sárga bizonyítvány)	2,5	2,6	2,8	3	3,5
1 MW felettek (Piros bizonyítvány)	16,5	17	17,5	19	19,5

A háztartások által fizetett támogatás maximálása érdekében a bizonyítványok árát közvetett módon a szabályozó hatóság korlátozza ún. kilépési ár megadásával. Ezen az áron a szolgáltatók kiválthatják hiányzó bizonyítványokat. A szabályozás értelmében a sárga bizonyítványok - évenként megállapított - ára a villamosenergia-piaci árának 15 és 110% közé kell esnie. A piros esetében 15 és 40% a sáv. A 2009-re megállapított árak: 124 PLZ/MWh (~2,87 €/kWh) a sárga bizonyítványok és 19 PLZ/MWh (~0,44 €/kWh) a piros bizonyítványok esetében. A bizonyítványok tőzsdei ára ehhez igazodik (19. ábra).

19. ábra Sárga és piros bizonyítványok tőzsdei áralakulása



Forrás: POLPX Monthly Report, July 2010

A biomassza alapú kapcsoltak, a többi megújulóhoz hasonlóan zöld bizonyítványt kapnak, melynek a 2009-es kilépési ára 240 PLZ (~5,55 €/kWh). A tőzsdei ár 250 PLZ (~5,78 €/kWh) körül ingadozik minimális mértékben. A bizonyítvány alapú támogatás rendszer nem kedvez a biomassza alapú kapcsoltak versenyképességének, mert a teljes RES-E termelés kétharmadát jelentő vízierőművek alacsonyabb költséggel működnek. Jelenleg vizsgálják, hogy kapjanak-e egyszerre zöld és sárga/piros bizonyítványt is.

Összegezve, Lengyelországban – bár forgalmazható bizonyítvány alapú – az árplafon miatt gyakorlatilag prémium rendszer működik, ahol minden kapcsolt termelő a bizonyítványáért a szabályozó által meghatározott árat kapja.



---

## V. A KAPCSOLT ERŐMŰVEK RUGALMASSÁGA

---

Ebben a fejezetben bemutatjuk, hogy milyen módon lehet rugalmassá tenni a kapcsolt erőművek termelését, azért, hogy a megtermelt villamos energiát a drágább, csúcsidőszakokban legyen képes értékesíteni az erőmű. A fejezet első részében a hőtárolást mutatjuk be, míg a második részben a hazai nagy kapcsolt erőművek rugalmasságát elemezzük.

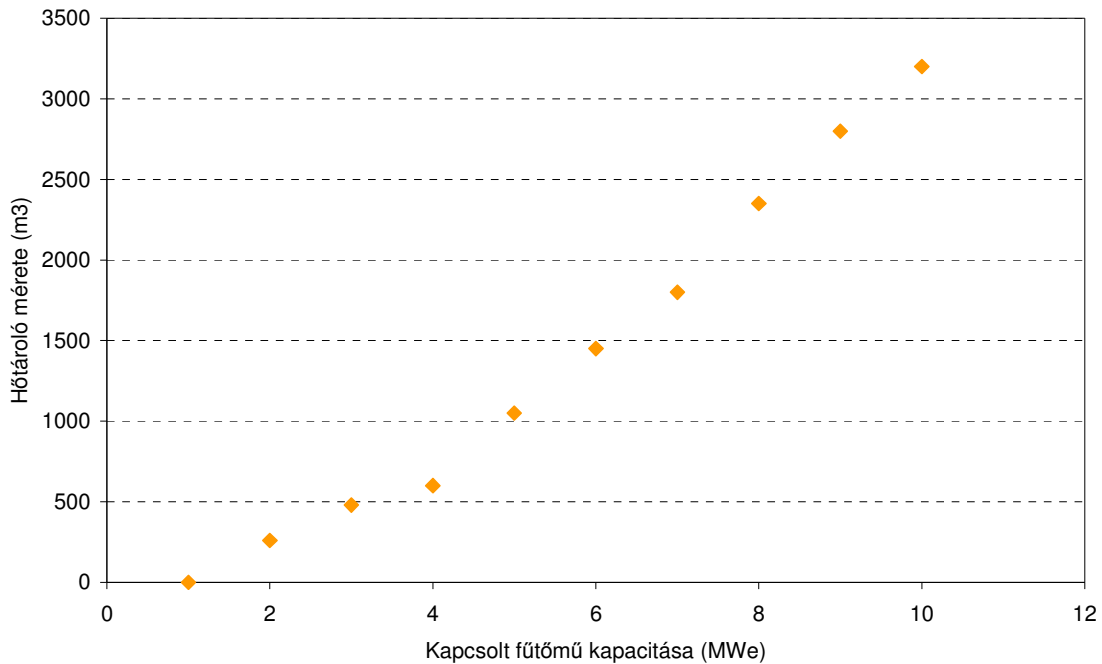
### V.1. Hőtárolás

A hőtárolás lehetővé teszi a kapcsolt termelés két termékének, a hőnek és a villamosenergia-termelésének részleges különválasztását, vagyis a kapcsolt erőművek hőtároló rendszerrel való összekapcsolása rugalmasabbá teszi a termelést. Enélkül a kapcsolt fűtőmű termelését a hőigény határozza meg, függetlenül attól, hogy az áram ára ingadozik a nap folyamán. A csúcsidei spot ár a duplája is lehet a csúcsidőn kívüliének, ezért az ebből szerezhető jövedelem érzékeny a termelés napi profiljára. A hőtárolás további előnye, hogy lehetővé teszi, hogy a legjobb hatásfokon működjön az erőmű, ami a gázmotorok és a gázturbinák esetében a maximum teljesítmény (ilyenkor a fölös hő kerül tárolásra), illetve a kisebb javításokat is el lehet végezni a hőszolgáltatás csorbulása nélkül.

A hőtárolás technikailag meglehetősen egyszerű, nagyjából azonos a háztartásokban használt vízzel feltöltött hőtartályokhoz, csak nagyobb méretben. Feltöltés közben a tartály felső részébe vezetik a meleg vizet, miközben ugyanannyi hideget vezetnek ki az alsó részéből. Kiürítés közben pedig fordítva. A tárolt energia mennyisége arányos a bejövő és kimenő víz hőmérséklet különbségével és a tartály méretével. A hőveszteség oka egyrészt a tartály felületén távozó hő, illetve a meleg és hideg víz tartályon belüli keveredése. Az optimális magasság-átmérő arány kettő, mert bár a felszín így nagyobb, mint 1:1 esetben, azonban a keveredő réteg magassága nagyjából állandó és így keskenyebb tartály esetén kisebb az ebből fakadó veszteség. A szigetelésük jellemzően 14-20 cm közetgyapot és a korrózió gátlása miatt nitrogénnel töltik fel, amikor nincs tele vízzel. Nem feltétlenül szükséges egy nagy tartály használni, kisebbek sorba kötésével nagyjából hasonló hatásfok érhető el (Wit, 2007).

A tartály átlagos költsége (beszereléssel együtt) kb. 80 000 Ft/m<sup>3</sup> (dán adat, Streckiene, 2009). Az erőmű és a hőtároló kapacitása közötti összefüggés érzékelteti egy, a német piacon működő kapcsolt fűtőműből, gázkazánból és hőtárolóból álló rendszer technikai és gazdasági optimalizálására alkalmazott modelleredmények. Eszerint enyhén emelkedő fajlagos hőtárolási kapacitás szükséges (20. ábra).

20. ábra A kapcsolt fűtőmű és a hőtároló kapacitása közti összefüggés

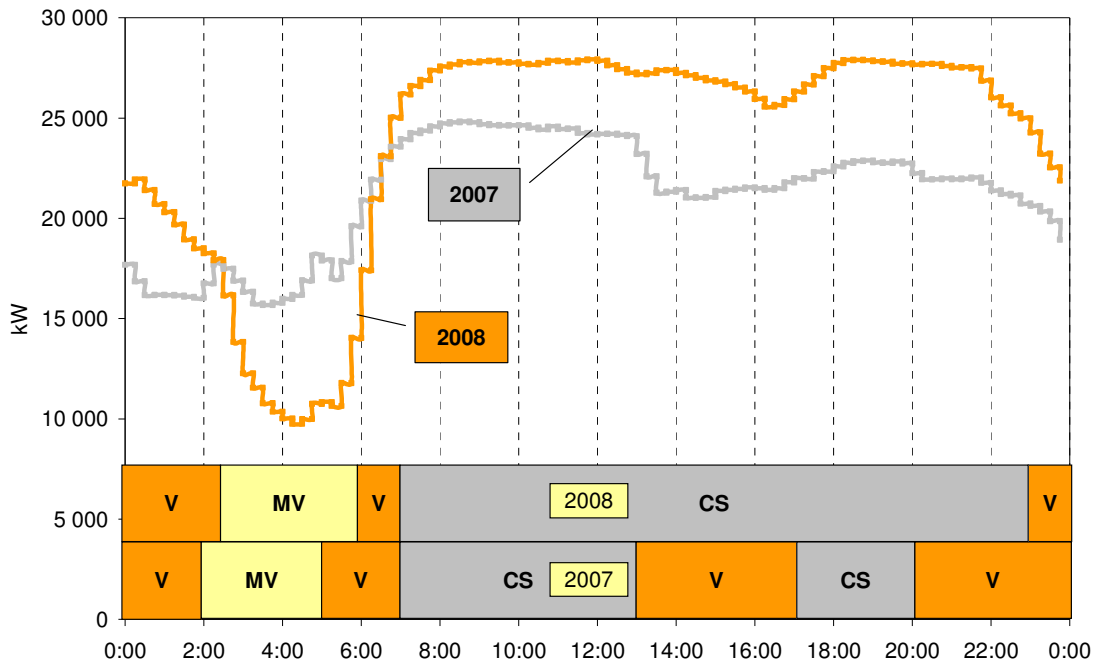


Forrás: Streckiene, 2009

## V.2. A hazai nagy kapcsolt erőművek termelési rugalmasságának elemzése

A kötelező átvétel különböző zónaidőkbekben, különböző átvételi árat határoz meg a kapcsolt erőművi termelők villamosenergia-átvételére. A következőkben azt vizsgáljuk, hogy a zónaidőknek milyen hatása van a kötelező átvétel alá tartozó erőművek termelésére. Az elemzést során a Kelenföldi Gőzturbinát vizsgáljuk, amely a nagyobb méretű kapcsolt erőművek közül 2007-ben és 2008-ban is kötelező átvétel alá termelt. Sajnos nem állt megfelelő adat rendelkezésünkre, amely segítségével több erőműn is vizsgálhattuk volna ezt a kérdést, ugyanakkor önmagában csak ezt az egy erőművi egységet is érdemes megvizsgálni. A következő ábra mutatja a 2007, illetve 2008 első három hónapjában az erőmű átlagos villamosenergia-teljesítményét munkanapokon.

21. ábra: A Kelenföldi Gőzturbina átlagos villamosenergia-teljesítménye 2007 és 2008 első három hónapjában, munkanapokon, kW



Forrás: MAVIR; 2002/56-os GKM rendelet és 389/2007-es Korm. rendelet

\*CS:Csúcsidőszak; V: völgyidőszak; MV: Mélyvölgy-időszak

Látható, hogy a 2007-es és a 2008-as év profilja jelentősen eltér egymástól, aminek egyik fő oka, hogy a támogatási időszakok megváltoztak. A mélyvölgy-időszak hossza nem változott, de egy fél órával eltolódott. A völgyidőszak lényegesen lerövidült. Míg 2007-ben 12 órát tett ki a völgyidőszak, addig 2008-ban mindössze 4,5 órát. A szabályozás változása után az erőmű a mélyvölgy időszakban jelentősen visszafogta a termelését, viszont csúcsidőszakban lényegesen növelte a megtermelt villamos energia mennyiségét.

Tény, hogy a kapcsolt erőművek villamosenergia-termelését döntően a hő piac igénye határozza meg, ugyanakkor a fenti példából is látható, hogy képesek a kiadott villamos energia teljesítményüket változtatni, ami által a megtermelt villamos energia mennyiségét az értékesítési lehetőségekhez igazítani.

---

## **VI. A KAPCSOLT ERŐMŰVEK MEGTÉRÜLÉS-VIZSGÁLATA**

---

Ebben a fejezetben bemutatjuk a diszkontált cash-flow alapú értékelési eljárás általános működési mechanizmusát, majd vázoljuk a diszkontált megtérülési idő kiszámításához szükséges inputadatokat. A fejezet második felében kiszámoljuk a kapcsolt erőművek megtérülését, és vizsgáljuk ezen technológia mennyire tekinthető versenyképesnek a hagyományos erőművekhez képest.

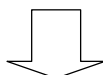
A versenyképességi vizsgálat során először megvizsgáljuk, hogy megtérül-e a beruházás, különböző villamosenergia- és hőértékesítési-árak mellett. Meghatározzuk, hogy milyen ár tekinthető piacinak a hőpiacon. Ehhez szükséges kiszámolni, hogy csak hőt előállító gázkazán milyen áron tudná értékesíteni a megtermelt hőenergiát. Mivel a kapcsolt erőművek a megtermelt hőenergiát a tüzelőanyag-költségnél is olcsóbban értékesítik, ezért a két piac közt jelentős a keresztfinanszírozás, amelynek a mértékét ezen fejezetben számszerűsítjük. Végül, összehasonlítunk két opciót, abból a szempontból, hogy melyik lehetőség az olcsóbb. Az egyik lehetőség, hogy a hő- és villamos-energiát egy kapcsolt gázmotor segítségével termeljük meg, míg a második opció, hogy a hőtermelést egy gázkazánal, míg a villamosenergia-termelést pedig egy csak villamos energiát termelő kombinált ciklusú gázturbinával elégtjük ki.

### ***VI.1. A módszertan általános ismertetése***

Annak eldöntésére, hogy a kapcsolt erőművek Magyarországon milyen versenypozícióban vannak a többi erőmű típusához viszonyítva, egy diszkontált cash-flow alapú (DCF) értékelési eljárást végzünk. Ez az eljárás teljesen hasonló, mint amit a Magyar Energia Hivatal (MEH) használt a kapcsolt erőművi megtérülés kiszámításához (MEH, 2010). Az elemzés során minden egyes évre külön-külön megnézzük, hogy milyen hasznok és költségek keletkeznek a kapcsolt erőmű építése során. A hasznok és a költségek különbségéből kapjuk meg az adott évi pénzáramot, vagy cash-flow-t. Ezt követően minden költséget és hasznot diszkontálunk azon évre, amikor a beruházás történik. Összeadva ezen számokat kapjuk meg a beruházás nettó jelenértékét. Ha ez az érték pozitív, akkor javasolt a beruházás elvégzése, ellenkező esetben nem. A következő ábra szemléletesen mutatja be ezen módszertant.

22. ábra: A diszkontált cash-flow alapú értékelési eljárás működése

	1. év	2. év	...	t. év
Beruházás költsége	$I(1)$	0	...	...
Bevétel	0	$B(2)$	...	...
Költség	0	$K(2)$	...	...
Értékcsökkenés	0	$\text{ÉCS}(2)=I(1)*e$	...	...
Adófizetés	0	$T(2)*[B(2)-K(2)-\text{ÉCS}(2)]$	...	...
Cash-flow	$CF(1)=-I(1)$	$CF(2)=B(2)-K(2)-\text{adó}$	...	...
Diszkonttényező	$D(1)=1$	$D(2)=1/(1+r)$	...	...
Diszkontált cash-flow	$DCF(1)=CF(1)*D(1)$	$DCF(2)=CF(2)*D(2)$	...	...



$$DCF(1)+DCF(2)+\dots+DCF(t)=\sum DCF = \text{Nettó jelenérték}$$

A cash-flow a következő főbb tételből tevődik össze, amelyet egy részletes elemzésnél további altételekre lehet bontani. A befektető végrehajt egy beruházást a 1. évben, amelynek nagysága  $I(1)$ . Ha az erőmű építése több évet vesz igénybe, akkor még a 1. évet követően is lehet beruházási költséggel számolni.

Az értékcsökkenési (ÉCS) leírás módját a számviteli törvény és a vállalat számviteli politikája határozza meg. Lehetséges lineáris leírás, amely esetben minden évben ugyanakkora mértékű ÉCS-t számol el a projekt teljes időtartamára nézve a vállalat, tehát minden évben  $I(1)/t=e$  nagyságú lesz ezen tétel. Lehet degresszív, vagy progresszív, és számolható a befektetett eszköz nettó értéke, bruttó értéke vagy abszolút összege alapján. A befektetések elemzésénél általánosan elfogadott, hogy bruttó érték alapján, lineáris amortizációt számolunk el. Az amortizáció nem része közvetlenül a cash-flow-nak mindössze az adóalapot csökkentő tételként számolható el, így az adófizetésen keresztül hat a cash-flow értékére.

Az adóalapba beleszámít az adott évi bevétel ( $B$ ), és csökkentőleg hat a kiadás/költség ( $K$ ), az adott évi beruházás ( $I$ ) és az amortizáció. A teljes adófizetés mértéke egyenlő az adóalap és az adókulcs ( $T(2)$ ) szorzatával, ha az adóalap pozitív, ellenkező esetben nulla az adófizetési kötelezettség. A tényleges adófizetés ettől eltérhet, mivel a vizsgált beruházás, és annak költségei nem feltétlenül a vállalat teljes vertikumát fedik le. Így elképzelhető, hogy az egyéb tevékenység adóalapja jelentősen negatív, míg ha ezen beruházás adott évi adóalapja pozitív, akkor kevesebb adót kell a vállalatnak fizetnie. Ugyanakkor a vállalat egy-egy beruházását fontos úgy tekinteni, mint egy önálló kis „vállalkozást”, mivel csak így vizsgálható meg egy-

egy projekt gazdasági haszna, ezáltal kerül értékelésre az alternatíva költség is, így összevethetővé válik két, alternatív befektetés megtérülése.

A cash-flow-ba tehát a beruházás, a költség és az adófizetés negatív előjellel, míg a bevétel pozitív előjellel kerül értékelésre. A cash-flow-kat minden évre külön-külön kiszámoljuk, egészen addig az évig, amíg a kezdeti befektetés hasznot termel, azaz t-edik évig. Ugyanakkor ezen pénzáramokat szükséges azonos évi pénzre átváltani, amely jellemzően a 1. évet jelenti, amikor a kezdeti beruházás történik. A diszkontálásnál fontos kérdés, hogy milyen diszkonttényezőt ( $r$ ) használjunk, amelyhez szorosan kapcsolódik az a kérdés, hogy az egyes cash-flow tételeket nominális vagy reálárakon számítottuk, azaz figyelembe vettük-e az inflációt.

## **VI.2. A felhasznált inputadatok bemutatása**

Elemzésünk célja, hogy a kisméretű kapcsolt erőművek megtérülését vizsgáljuk, illetve összehasonlítsuk egy olyan esettel, amikor a hőenergiát és a villamos energiát két külön létesítményben termelik meg. Ehhez kiszámoljuk, hogy milyen hőértékesítési ár lenne az indokolt, ha a hőpiacon versenyzői vállalatokat feltételezünk. Az elemzés során a MEH által a kapcsolt erőművektől bekért adatokat használjuk, illetve elfogadjuk a Hivatal által a különböző tényezőkre vonatkozó becsléseit is<sup>14</sup>. A Cash-flow (CF) elemzést nominális árakon végezzük el. Ha külön nem említjük, akkor az elemzés során egy 2005-ben épült kapcsolt gázmotor megtérülését számoljuk ki, mivel ebben az évben épült a legtöbb ilyen típusú erőmű.

### **VI.2.1. Gázmotorra jellemző adatok**

A következő táblázatban foglaltuk össze, hogy számolásunk során milyen alapfeltevéssel éltünk a kapcsolt erőművek tekintetében. Ezen feltevések megegyeznek az Energia Hivatal által publikált értékekkel.

**8. Táblázat: A gázmotorokra jellemző adatok, 2008**

Működési idő, év	15
Beruházás hossza, év	1
Villamosenergia-termelés hatásfoka, %	37,20%
Hőtermelés hatásfoka, %	41,00%
Összhatásfok, %	78,20%
$\sigma$	0,91
Kihasználtság, óra/év	5200
Beruházási költség, MFt, 2005	243

Forrás: MEH (2010)

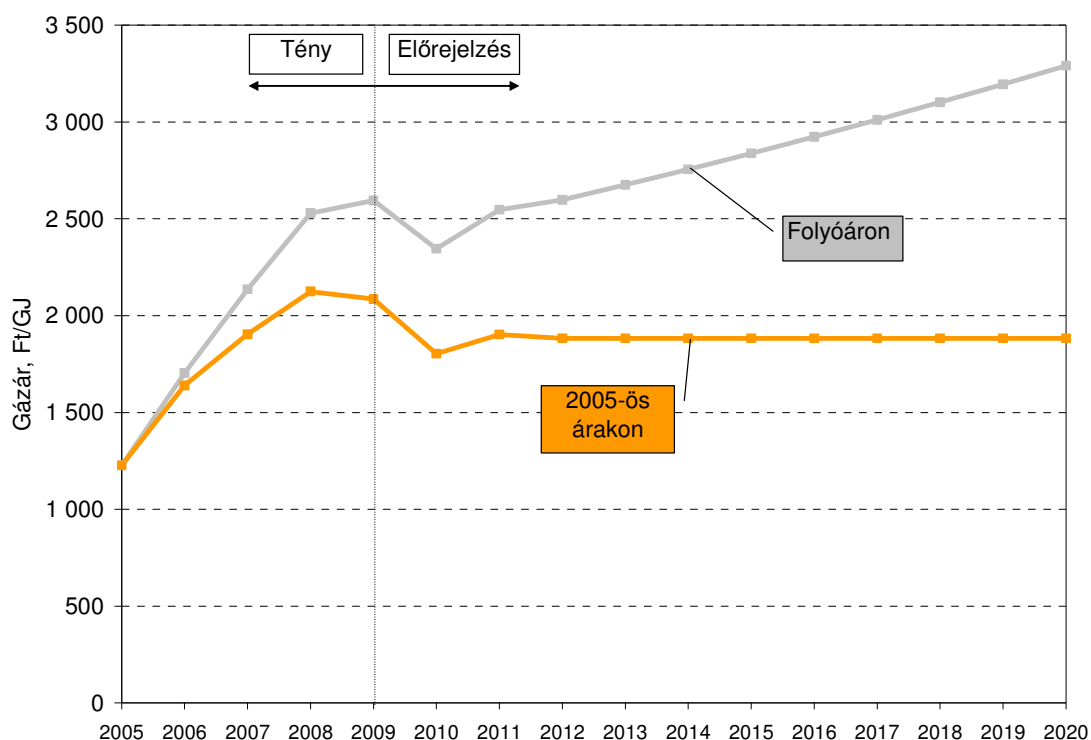
---

<sup>14</sup> Forrás: Az 56/2002 GKM rendelet alapján kötelező átvételre jogosult kapcsolt termelők 2010. december 31. utáni támogatásáról, MEH, 2010. március 16.

Az elemzés során mindvégig egy MW-nyi kapacitások gazdaságosságának vizsgálatát végeztük el. Mivel minden költség vagy termelt villamos energiára, vagy kapacitásra van vetítve, azaz nincs az egész beruházásra érvényes fix költség, így az eredményeket nem változtatja meg, hogy egy MW-nyi erőműépítést vizsgálunk, vagy egy több száz MW-os beruházást.

A gázmotorra vonatkozó költségek két részre bonthatóak: egyrészt az erőmű üzemeltetéséhez kapcsolódó költségekre, amelyek közé tartozik a személyi költségek, karbantartási költségek, iparüzési adó, biztosítás és egyéb költségek, másrészt a tüzelőanyag-költségekre. Ezek közül az utóbbi a legnagyobb tétel. Elemzésünk során 2006 és 2009 között MEH által publikált tényadatokat használunk a gázárra vonatkozóan, míg 2010-től szintén a MEH által készített becsléseket. Ezen gázár-prognózis szerint a gáz ára 2012-től reáláron nem változik, csak az inflációval drágul<sup>15</sup>, ettől az évtől kezdve 1880 Ft/GJ szinten marad.

23. ábra: Az elemzés során felhasznált gázár, Ft/GJ

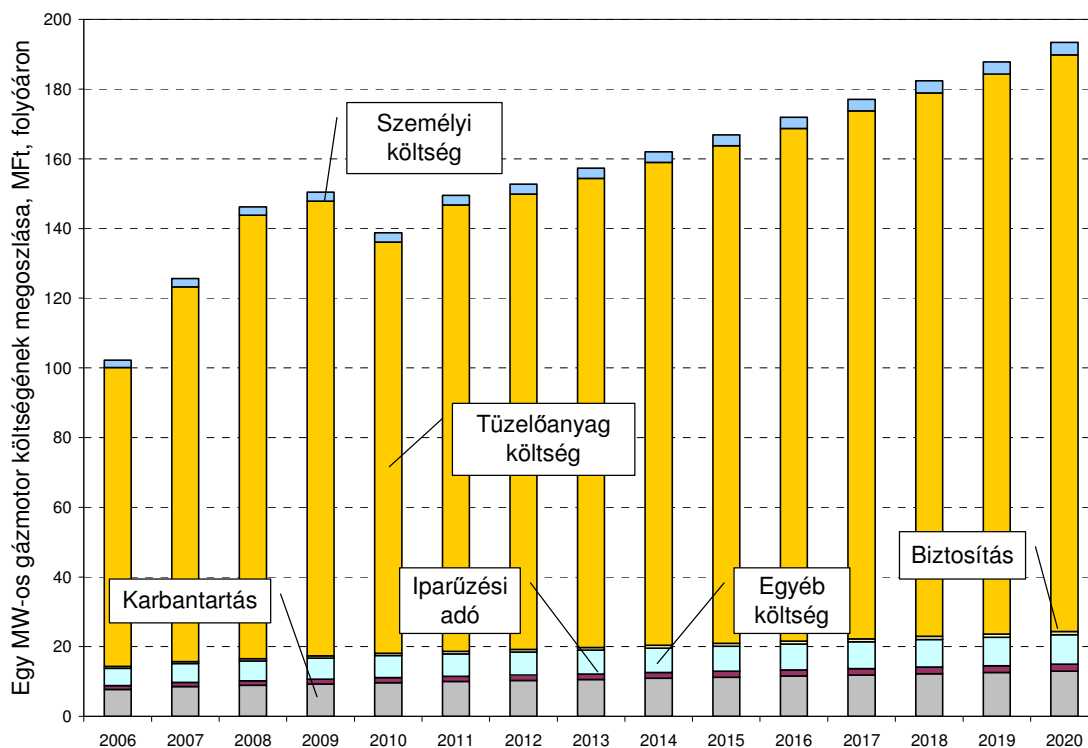


Forrás: MEH (2010)

A gázmotorok éves költségének 85%-át a tüzelőanyag-költség teszi ki, amely mellett még a fenntartási költségek jelentősek, amelyek a teljes költség 6-7%-át teszik ki, ahogyan az a következő ábrán is látható.

<sup>15</sup> Mind a múltbeli, mind a jövőbeli becsült inflációs értékeket az idézett MEH tanulmányból vettük át.

24. ábra: Egy MW-os gázmotor éves költségeinek megoszlása, folyóáron, MFt



Forrás: MEH (2010)

## VI.2.2. A villamos energia értékesítés ára

A villamos energia értékesítés mennyiségét a beépített kapacitás és az éves kihasználtság alapján ki tudjuk számolni. Alapesetben 1 MWe-os erőművel számolunk, amely évente 5200 órát üzemel, így a villamosenergia-termelése 5200 MWh. Az értékesített átlagárát a KÁT ár, amelyet a MEH közöl a múltira vonatkozóan és szintén becslést ad a jövőre vonatkozóan. Ahhoz, hogy választ kaphassunk arra a kérdésre, hogy támogatás nélkül is megtérülők-e ezen beruházások, fontos meghatározni egyrészt a múltbeli villamosenergia-árakat, másrészt becslést adni a következő évekre. Mivel Magyarországra vonatkozóan csak 2009-től állnak rendelkezésre transzparens árjelzések, ezért az egységes módszertan miatt a német, EEX tőzsdén kialakuló árakat vesszük alapul. 2006-tól kezdve megvizsgáltuk, hogy a mekkora a következő évre szóló éves zsinór és csúcs határidős áram átlagos ára az adott évben. Ezt követően ezen árakat az adott évi átlagos árfolyammal forintra váltottuk át. Mivel azonban a gázmotor kapcsolt termelők nem zsinórban termelnek, hanem jellemzőbb, hogy nagyobb arányban termelnek csúcsidőszakban, ezért kiszámítottuk az ő átlagos értékesítési árait. Először meghatároztuk, hogy mekkora a völgyidőszaki éves átlagár, amelyet a csúcs és zsinór árakból, illetve a csúcsórák számából - amely 3120 óra egy adott évben -, könnyedén megkaphatunk. Azzal a feltevéssel élünk, hogy a gázmotorok 60 %-ban csúcsidőszakban, míg 40%-ban völgyidőszakban termelnek. Ez közel megegyezik a MEH által közölt



értékekkel<sup>16</sup>. A következő táblázat mutatja a számolás menetét, illetve a kapcsolt erőművek által értékesített villamosenergia-árát, abban az esetben, ha nem kötelező átvétel keretében értékesítették volna.

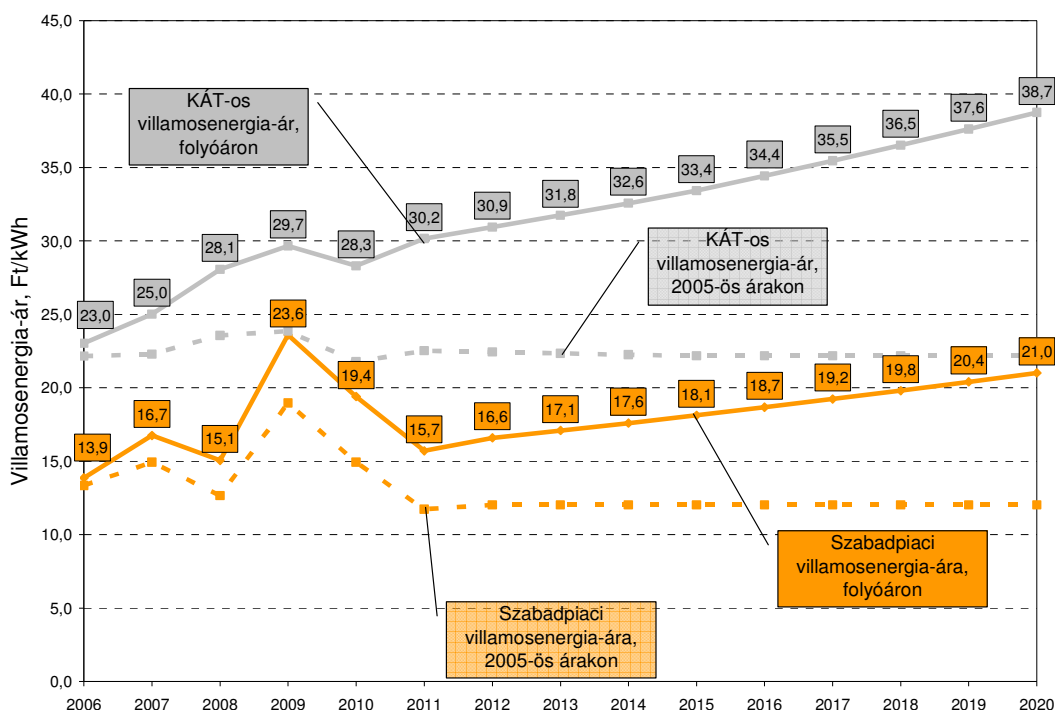
**9. Táblázat: A gázmotorok által értékesített villamos energia számított átlagára, folyóáron**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
EEX zsinór, €/MWh	45,7	56,5	50,5	72,4	59,6	50	53
EEX csúcs, €/MWh	63,5	83,2	75,2	103,4	85,3	66,1	69,5
Árfolyam, HUF/€	264,3	251,4	251,5	280,3	280	280	280
EEX zsinór, Ft/kWh	12,1	14,2	12,7	20,3	16,7	14	14,8
EEX csúcs, Ft/kWh	16,8	20,9	18,9	29	23,9	18,5	19,5
EEX számolt völgy, Ft/kWh	9,5	10,5	9,3	15,5	12,7	11,5	12,3
Kapcsolt ár, Ft/kWh	13,9	16,7	15,1	23,6	19,4	15,7	16,6

Forrás: EEX, ECB, MEH alapján REKK számítás

A következő ábrán feltüntettük a MEH által publikált 2006 és 2010 közötti átlagos kötelező átvételi árakat a kapcsolt erőművekre vonatkozóan, illetve ezt követően a MEH erre vonatkozó becslését is, amely 2011-től reáláron nem változik. Az ábrán bemutatjuk az általunk kiszámolt szabadpiaci értékesítési árat is.

**25. ábra: A szabadpiaci és a kötelező átvételi átlagár alakulása, 2006-2020**



Forrás: EEX, ECB, MEH alapján REKK számítás

16 MEH, 2009-es KÁT jelentés

### VI.2.3.Értékesített hőenergia

Az éves értékesített hőenergia mennyiségét könnyen meghatározhatjuk az erőmű kapacitásából, éves működési óraszámából, illetve a hő-, és villamosenergia-termelés hatásfoka segítségével. Az általunk vizsgált erőmű esetében az értékesített hőmennyiség évente 20 632 GJ<sup>17</sup> Az értékesített hőenergia átlagos árát a MEH a kapcsolt termelők által bekért dokumentumok alapján becsülte meg. Ezek alapján a gázmotoros erőművek által értékesített hőenergia ára megegyezik az általuk vásárolt földgáz árának 80 %-val. Ebből is látható, hogy a kapcsolt termelőknek jelentős vesztesége keletkezik a hőpiacon, hiszen lényegesen olcsóbban értékesítik azt, mintha a hőenergiát egy külön létesítményben termelték volna meg.

### VI.2.4.Egyéb tényezők

#### VI.2.4.1 Társasági adó

A társasági adó esetében a következő rátákkal számolunk, amely megegyezik a MEH által használttal:

10. Táblázat: Társasági adókulcsok, %

2005	2006	2007	2008	2009	2010-től
16%	20%	20%	20%	20%	19%

Forrás: MEH

#### VI.2.4.2 Értécsökkenési leírás

Az értécsökkenési leírásnál lineáris kulccsal számolunk. Ez azt jelenti, hogy minden évben azonos összegű amortizációt számolunk el a működési idő alatt. Így az egyes években a következő képlettel kaphatjuk meg az amortizáció nagyságát.

$$ÉCS_i = \frac{I}{t}, \text{ ahol}$$

ÉCS<sub>i</sub>: az i-edik évi amortizáció;

I: a beruházás értéke;

t: a működési idő.

#### VI.2.4.3 Diszkontráta

A megtérülés számolásakor az egyik fontos tényező a diszkontráta meghatározása. A Hivatal az általa publikált jelentésben 10%-os, nominális diszkontrátát határoz meg. A vizsgálat során elfogadjuk ezt a 10%-os diszkontrátát. Ha külön nem jelezzük, akkor a tanulmányunk során minden évi cash-flow-t a 2005-re diszkontálunk.

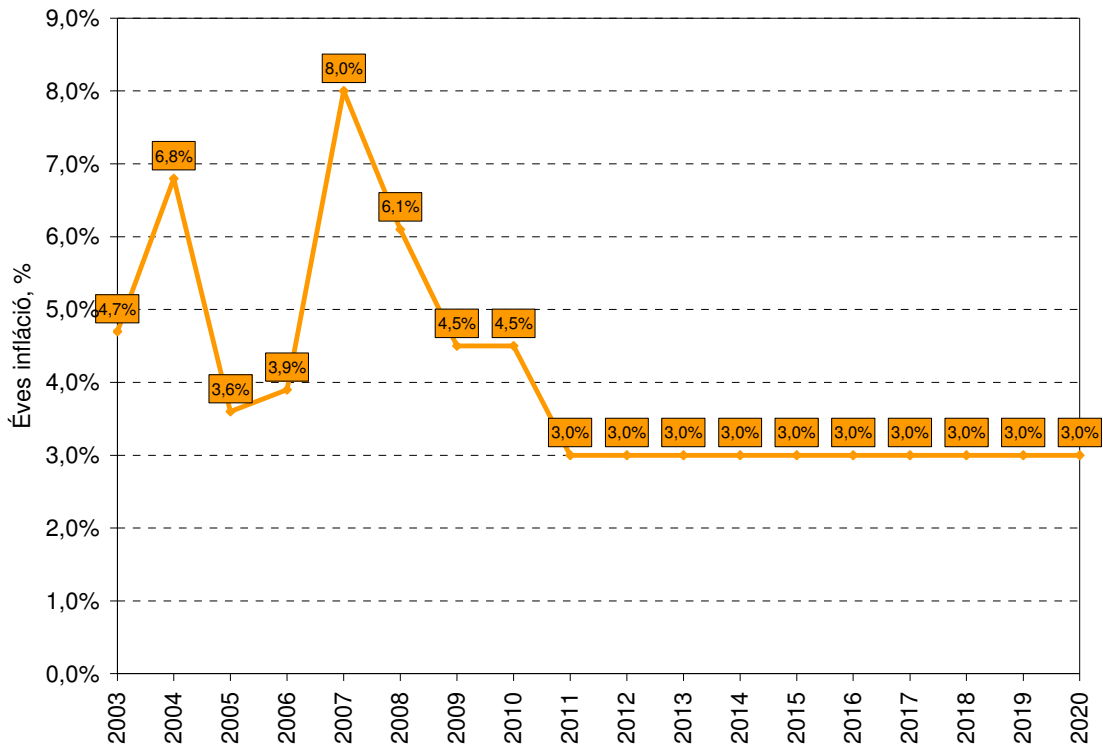
---

<sup>17</sup> Ezt úgy kapjuk meg, hogy vesszük az erőmű beépített villamosenergia-kapacitását, amely egy MW, az éves kihasználtsági óraszámot, amely 5200 óra, amiből megkapjuk, hogy ez az erőmű évente 5200 MWh villamos energiát termel. Ezt elosztva a  $\sigma$  értékével (0,91) kapjuk meg a termelt hőenergiát.

#### VI.2.4.4 Infláció

Az inflációt a Hivatal által készített kapcsolt termelésre vonatkozó tanulmányából vettük. Ez 2008-ig tényadatokat, 2009-2010-re az MNB által 2009 májusában készített prognózis alapján becslést tartalmaz, azt követően pedig éves 3%-os inflációval számol.

26. ábra: Az infláció alakulása 2003-2008 között, illetve a becsült infláció 2009-2020 között

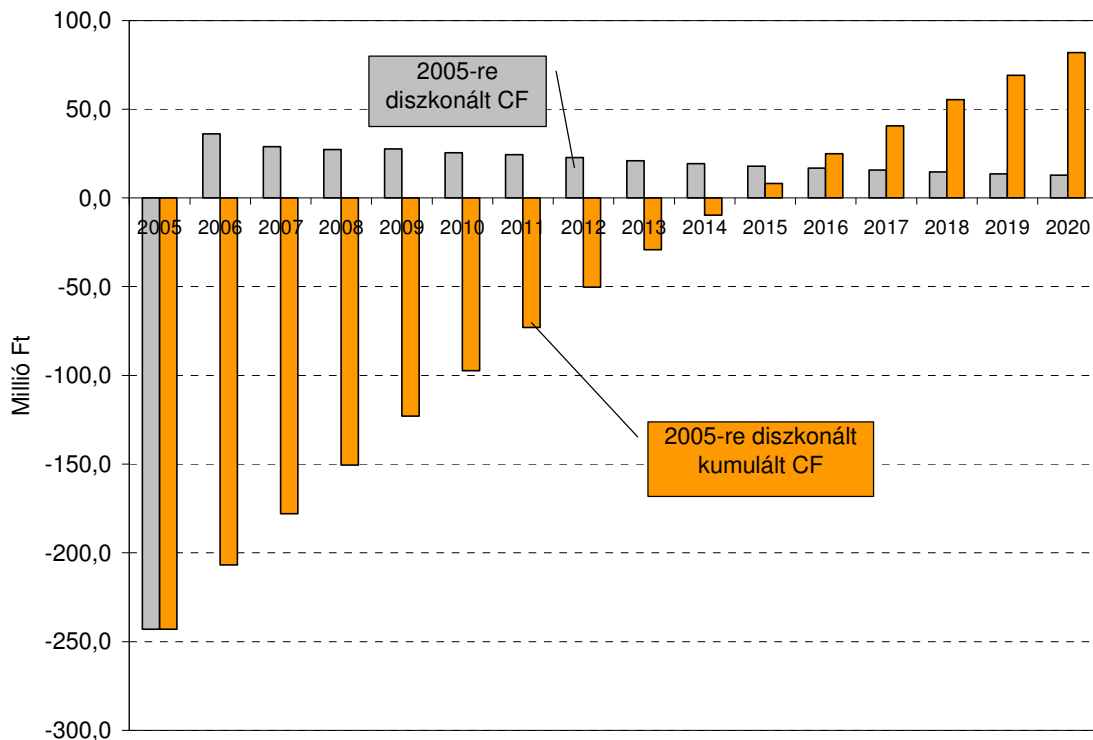


Forrás: MEH

### VI.3. A kapcsolt erőművek megtérülése KÁT-os és versenypiaci villamosenergia-ár mellett

A fent bemutatott input adatok segítségével lehetőség nyílik rá, hogy meghatározzuk egy kapcsolt gázmotor megtérülését, amely 2005-ben épült, és 2006-ban kezdte meg a működését. Ahogyan azt a fejezet első részében bemutattuk az általunk használt módszertan alapja a nettó jelenérték, amely a diszkontált cash-flow-k összege. Ha a beruházás nettó jelenértéke pozitív, akkor a projekt megtérül, mivel a befektetők a diszkontrátában szereplő hozamot megkapják. Minden e fölötti haszon tiszta nyereségnek tekinthető. Az alábbi ábra mutatja, egy 1 MWe-os kapcsolt gázmotor éves diszkontált cash-flow-ját, illetve a kumulált pénzáramlásokat.

27. ábra: Egy 1 MWe-os kapcsolt gázmotor 2005-re diszkontált CF-ja, és kumulált diszkontált CF-ja, kötelező átvételes villamosenergia-értékesítés esetében

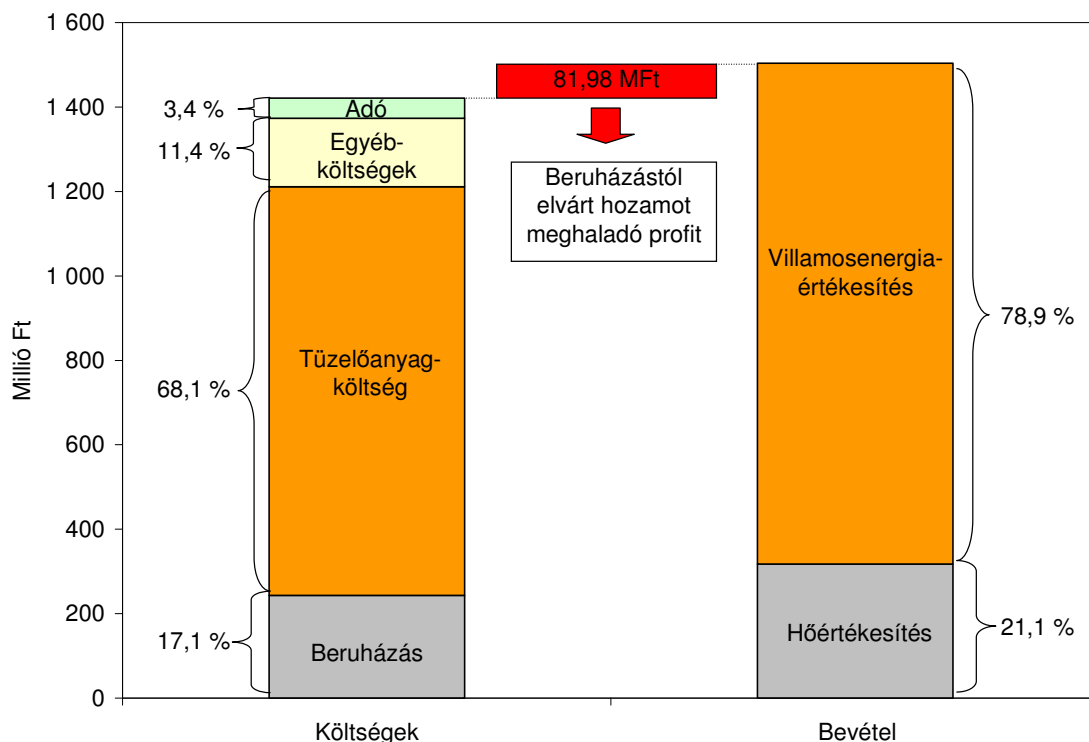


Forrás: REKK számítás

Látható, hogy a projekt első évében a beruházás közel 250 MFt-os negatív CF-ot eredményezett. Ezt követően minden évben egyre kisebb pozitív CF-al szembesül a vállalat, amely csökkenés annak köszönhető, hogy a diszkontfaktor értéke egyre kisebb, azaz minél később keletkezik egy bevétel/költség, annál kisebb mértékben játszik szerepet a projekt megtérülésében. A vizsgált projekt 2020-ig termel hő- és villamos energiát, és a 2020-as kumulált CF-ja 82 MFt, amely megegyezik a projekt nettó jelenértékével is.

Abban az esetben tehát, ha a kapcsolt termelő kötelező átvétel keretében értékesíti megtermelt áramot, akkor a beruházás bőven megtérül, és már abban az esetben is megérné ezt a projektet végrehajtani, ha 2015-től már valamilyen oknál fogva nem termelne az erőmű. A következő ábra mutatja, hogy milyen a vizsgált erőmű költségeinek, illetve bevételeinek megoszlása és az elvárt hozamot meghaladó profit nagysága.

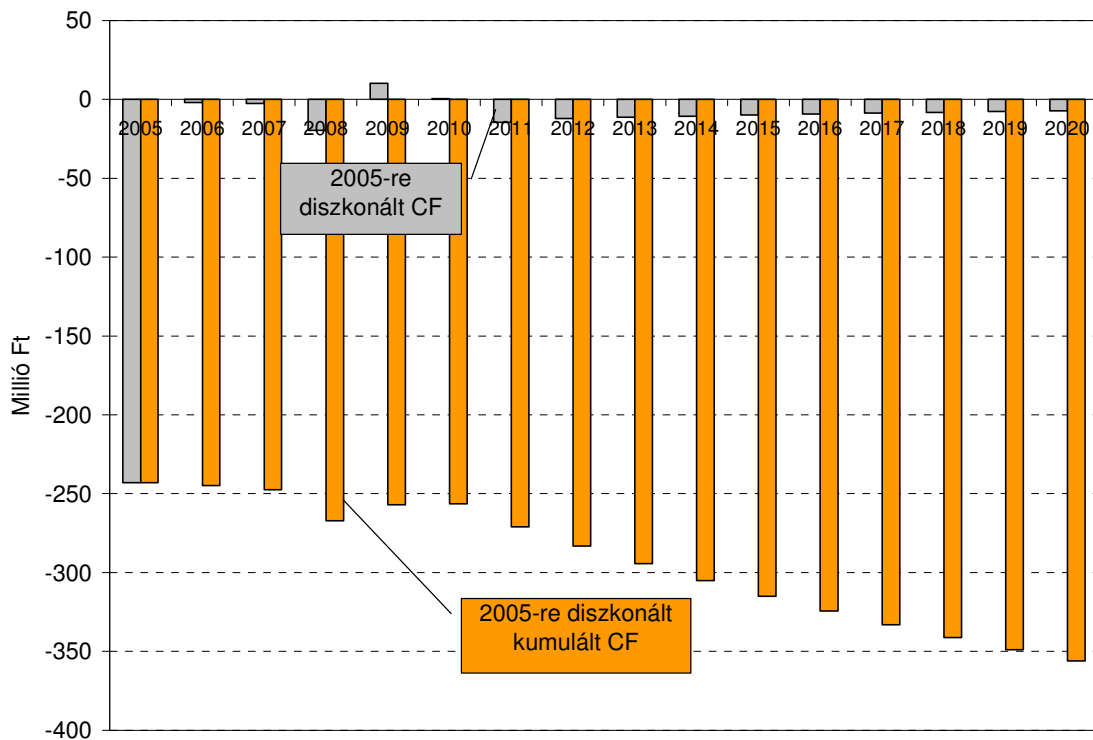
28. ábra: A vizsgált kapcsolt gázmotor bevételeinek és költségeinek összetevői, illetve a beruházástól elvárt hozamot meghaladó profittöbblet, kötelező átvételes villamosenergia-értékesítés esetében, MFt



Forrás: REKK számítás

A 15 éves működési idő alatt a teljes felmerült költség diszkontált értéke 1,41 milliárd forint, amelynek döntő részét, 68 %-át a tüzelőanyag-költség teszi ki, míg 17 %-át a kezdeti beruházási összeg, míg a fennmaradó részt az egyéb működési költségek és a fizetett társasági adó. A bevételek közel 80 %-át a villamosenergia-értékesítés adja, míg a maradék részt a hőértékesítésből származik. A bevételek és a költségek különbségéből adódik a beruházástól elvárt hozamot meghaladó profittöbblet, amely a jelen esetben 82,0 MFt. Ezen számokból is látható, hogy a korábban bemutatott feltevések mellett mindenképpen érdemes (volt) megvalósítani ezen beruházást. Mivel a bevételek döntő részét a villamosenergia-értékesítés tette ki, ezért érdemes megvizsgálni, hogy mi lett volna a helyzet, ha nem hatósági áron, hanem versenypiaci áron kellett volna/kellene ezen termelőknek értékesíteni a megtermelt villamos energiát. Feltételezzük, hogy a hőértékesítési ár továbbra is a földgáz beszerzési ár 80 %-a, azonban a megtermelt villamos energiát a szabadpiacra értékesíti a kapcsolt termelő.

29. ábra: Egy 1 MWe-os kapcsolt gázmotor 2005-re diszkontált CF-ja, és kumulált diszkontált CF-ja, versenypiaci villamosenergia-értékesítés esetében



Forrás: REKK számítás

Látható, hogy mindössze egyetlen olyan év van, amikor a költségek alacsonyabbak az adott évben, mint a bevételek. Ebben az esetben tehát nem valósulna meg ez a beruházás. Ennek egyik oka lehet, hogy a hőértékesítési oldalon jelentős veszteséget szenved el a vállalat, mivel a piaci ár alatt adja el a megtermelt hőenergiát. Ugyanakkor felmerül az a kérdés, hogy milyen mértékű lehet az indokolt hőértékesítési ár. Ehhez szükséges megvizsgálni, hogy milyen más módon lehet hőenergiát a leggazdaságosabban előállítani. Ezen árat a tanulmányban piaci hőárnak nevezzük.

#### VI.4. A piaci hőértékesítési ár meghatározása

Ahogy az a tanulmány korábbi részében bemutattuk a kapcsolt termelők jelentős hőenergiát termelnek: 2008-ban csak a gázmotorok teljes hőkiadása 10,5 PJ. Ha ehhez hozzávesszük a gázturbinákat és gőzturbinákat is, akkor 26,5 PJ állítanak elő ezen erőművek. A teljes távhőcélú felhasználás 56,1 PJ, tehát a kapcsolt erőművek a termelt hő közel felét állítják elő. A kapcsolt erőművek által termelt hő szóba jöhető helyettesítői a gázkazán, a biomassza tüzelésű kazán, illetve a villamos energiát használó berendezések. Az utóbbi ekkora mértékben nem tekinthető gazdaságosnak, míg a biomassza tüzelés nem minden

létesítményben megoldható<sup>18</sup>. Ezért a legközelebbi helyettesítőnek a gázkazánt tekintjük, amelynek a részletes adatait a következő táblázat mutatja.

**11. Táblázat: Gázkazán jellemző adatai**

	Mértékegység	Érték
Beépített kapacitás	MWt	1
Éves működési óraszám	Óra/év	5200
Hatásfok	%	90%
Beruházási költség	MFt/MWth, 2005-ös árain	30
Fenntartási költség a beruházási költség %-ban	%/év, 2005-ös árain	4

Forrás: SEC (2008)

A fejezet elején bemutatott módszertannal vizsgáljuk, hogy milyen hőár mellett éri meg egy ilyen technológiába beruházni, azaz milyen hőár mellett válik a nettó jelenérték nullává. A vásárolt tüzelőanyag-ára megegyezik a kapcsolt gázmotor esetében bemutatott földgáz árával, míg az értékesített hő ára minden évben a földgáz árának 80 %-a, hasonlóan, mint a kapcsolt gázmotor esetében, és egy hőértékesítési prémium ár összege. Ez utóbbiról feltesszük, hogy minden évben az inflációval változik, és azt a kezdő árprémiumot keressük, amely mellett éppen megtérülő lesz a beruházás. Számításaink szerint ez a 2006-os árprémium 830 Ft/GJ, amelyet minden évben az inflációval korrigálunk. Ezt érdemes összehasonlítani a 2006-os földgáz árával, amely 1703 Ft/GJ volt. Ha a 830 Ft/GJ-os értékhez hozzávesszük az adott évi földgázbeszerzési árat, és vesszük annak a 80 %-át, akkor megkapjuk a piaci hőárat, azaz 2006-ban a hőértékesítési piaci ára 2192 Ft/GJ. A következő ábra mutatja a gázkazánok költségeinek és bevételeinek struktúráját.

---

<sup>18</sup> A fő akadály a tüzelőanyag szállítása. Például egy város közepén elhelyezkedő fűtőműbe nem biztos, hogy könnyedén megoldható az alapanyag beszállítása.

30.ábra: A gázkazánok költségei és bevételeinek struktúrája

Költségek	Bevételek
Beruházási költség = 30 MFt/MWt	Hőértékesítés bevétele = Fajlagos tüzelőanyag-beszerzési költség 80 %-a + Hőértékesítési prémium (830 Ft/GJ)
Tüzelőanyag-költség = A kapcsolt erőművek által beszerzett fajlagos tüzelőanyag-költségével	
Fenntartási költség = A beruházási költség 4 %-a	
Társasági adó	

Forrás: REKK számítás

### VI.5. A kapcsolt erőművek versenyképessége

A következőkben azt vizsgáljuk, hogy akkor is megtérülők lettek volna a kapcsolt erőművi beruházások, ha piaci hőár mellett értékesítették volna a megtermelt hőenergiát. Az alábbi táblázat mutatja, hogy mekkora a vizsgált, 1 MWe-os kapcsolt gázmotor nettó jelenértéke, ha KÁT-os/versenypiaci villamosenergia-értékesítés, illetve piaci/diszkont hőértékesítéses ár mellett számoljuk.

12. Táblázat: 1 MWe-os kapcsolt erőmű nettó jelenértéke különböző villamos energia-értékesítési, illetve hőértékesítési árak mellett, MFt

		Villamos energia	
		Versenypiaci	KÁT-os értékesítés
Hőár	Versenypiaci	-185,7	222,1
	Alacsony hőértékesítési ár	-356,0	82,0

Forrás: REKK számítás

Ha a kapcsolt termelő a megtermelt áramot versenypiaci ár mellett értékesíti, akkor még piaci hőértékesítési ár mellett sem éri meg beruházni, mivel a nettó jelenérték negatív. Tehát azt mondhatjuk, hogy ha a villamosenergia-oldalon ezen erőművek nem részesülnek támogatásban, akkor nem épülnének meg.

Kötelező átvételes villamosenergia-értékesítés és alacsony hőértékesítési ár esetén, amely mellett a kapcsoltak jelenlegi is értékesítik a megtermelt hőt, lényegesen kisebb a projekt megtérülése, mintha a megtermelt hőenergiát versenypiaci körülmények között értékesítették volna. Ebből is látható, hogy erőteljes keresztfinanszírozás valósul meg a villamosenergia-fogyasztók és a hőfelhasználók között. A következőkben vizsgáljuk egyrészt a



keresztfinanszírozás nagyságát, másrészt a nettó jelenérték összetevőit, amely egyfajta támogatást jelent a villamosenergia-fogyasztók részéről a kapcsolt erőművek részére.

### **VI.5.1.A kapcsolt erőművek támogatásának összetétele**

A nettó jelenértékekből látható, hogy a villamosenergia-fogyasztók jelentős mértékben támogatják a kapcsolt erőműveket. Célunk annak vizsgálata, hogy ez a támogatás milyen részekre osztható fel, illetve becsüljük a támogatás nagyságát. Az utóbbihoz szükséges meghatározni, hogy átlagosan mekkora a KÁT-os és a versenypiaci ár különbsége. Számításaink szerint ez 2008-as árakon 10,98 Ft/kWh-nak adódik, azaz átlagosan ennyivel támogatják a kapcsolt termelőket.

A támogatás három részre osztható: egyrészt részben ezen támogatásból kerül finanszírozásra a hőpiacon elért veszteség, másrészt szükséges támogatásra, amely nélkül az erőmű nem épülne meg, mivel a beruházás nem lenne megtérülő. Harmadrészt pedig indokolatlan támogatásra, amely nélkül is megtérülő volna a kapcsolt erőműbe történő beruházás.

#### *VI.5.1.1 A keresztfinanszírozás mértéke*

A keresztfinanszírozás nagyságát két oldalról is ki tudjuk számolni. Egyrészt ez egyenlő a piaci és a tényleges hőértékesítési ár különbségével, amelyet korábban már meghatároztunk. Ennek mértéke 830 Ft/GJ 2005-ös árakon számolva, míg 2008-as árakra átszámolva ezen érték 988,5 Ft/GJ. Másrészt villamosenergia-oldalról is meghatározhatjuk a keresztfinanszírozás fajlagos mértékét. Ez a mérték a piaci áron, illetve a mai, alacsonyabb áron történő hőértékesítés melletti megtérüléshez szükséges támogatás különbsége. Számításaink szerint ez a különbség 3,92 Ft/kWh 2008-as árakon. A kétféle módon meghatározott keresztfinanszírozás nagysága ugyanakkor megegyezik.

#### *VI.5.1.2 Szükséges támogatás*

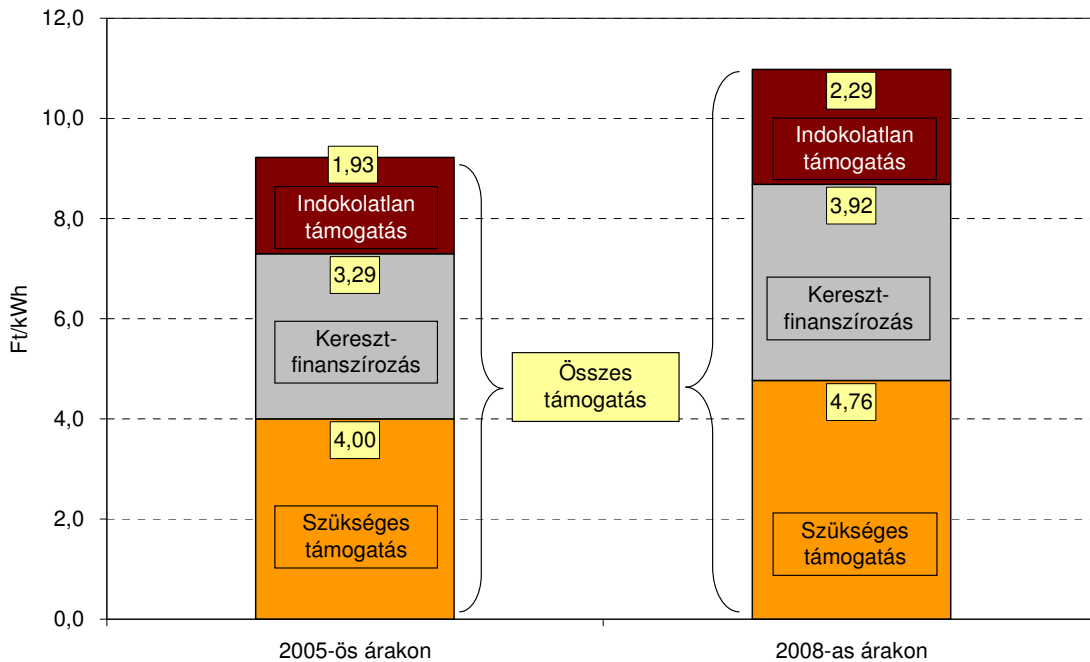
A szükséges támogatás alatt azt értjük, hogy mennyivel drágábban kellene értékesíteni a megtermelt villamos energiát, mint a piaci ár, annak érdekében, hogy az erőmű még megtérülő legyen, abban az esetben, ha a hőpiacon viszont piaci áron értékesíti a megtermelt hőenergiát. Számításaink szerint ez 4,76 Ft/kWh, azaz átlagosan ennyivel drágábban kell értékesítenie a kapcsolt erőműnek a megtermelt villamos energiát a versenypiaci villamos energiához képest.

#### *VI.5.1.3 Indokolatlan támogatás*

A harmadik összetevője a teljes támogatásnak az indokolatlan támogatás. Ezalatt azt értjük, hogy amennyiben ezt a támogatást nem kapnák/kapták volna meg a kapcsolt termelők, akkor is megérné a beruházást megvalósítani, azaz egyfajta túltámogatást jelent. Ennek mértéke számításaink szerint 2,29 Ft/kWh 2008-as árakon számolva.

A következő táblázat mutatja összefoglalóan a kapcsolt gázmotorok fajlagos támogatásának fent meghatározott összetevőit.

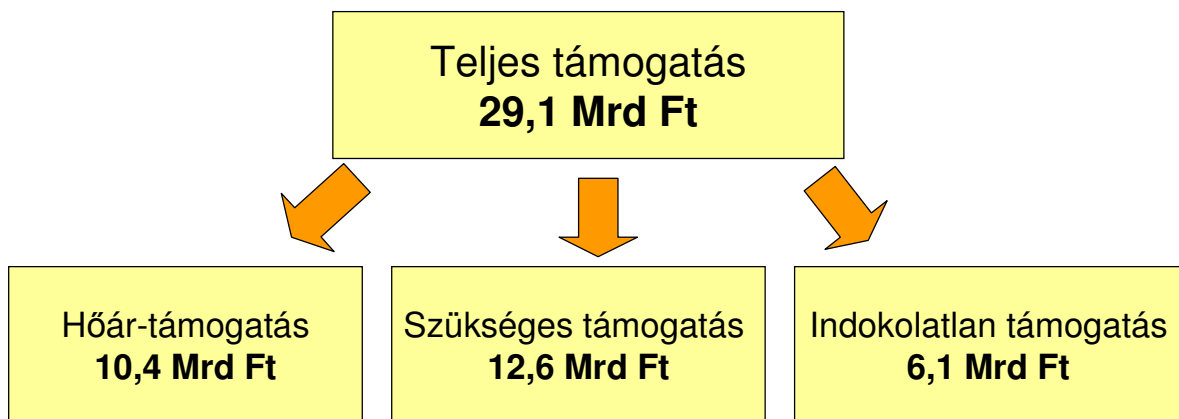
31. ábra: A kapcsolt gázmotorok fajlagos támogatásának összetétele



Forrás: REKK számítás

Ezen adatok lehetőséget nyújtanak arra, hogy meghatározzuk, hogy egy adott évben, mekkora a teljes támogatás, keresztfinanszírozás és az indokolatlan támogatás nagysága. Ehhez a korábban már bemutatott kapcsolt erőművek hő- és villamos energia-termelési adatait használjuk fel. A termelési adatokat megszorozva az előző táblázatban közölt fajlagos támogatásokkal kapjuk meg a teljes támogatást, és annak összetevőit a 2008-as évre vonatkozóan.

32. ábra: A kapcsolt gázmotorok támogatásának összetétele, 2008-ban



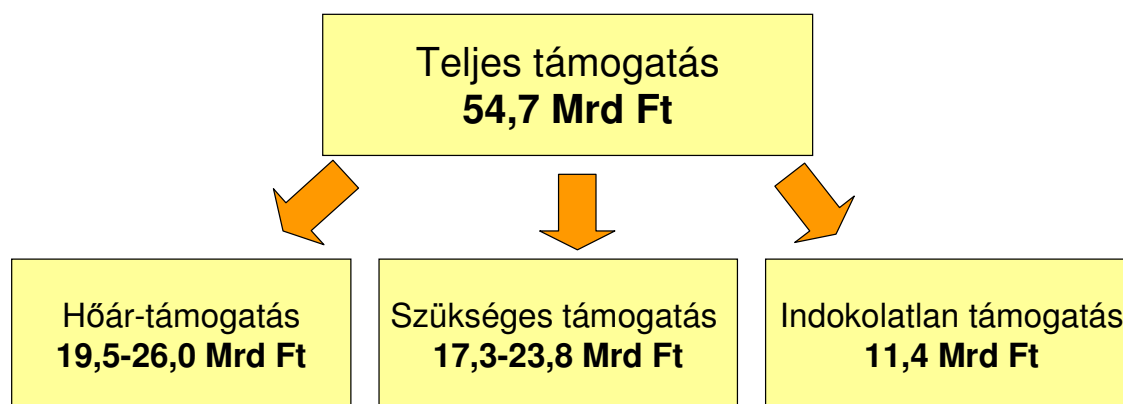
Forrás: REKK számítás

Látható, hogy a teljes kapcsolt gázmotoros erőművek részére kifizetett támogatás közel 30 milliárd forintot tett ki 2008-ban. Ezen támogatás több mint harmada a hőfogyasztókat

finanszírozza<sup>19</sup>, 20%-át pedig indokolatlanul kapták meg a kapcsolt termelők, mivel támogatás nélkül is megtérülő lettek volna az egyes projektek. A harmadik összetevője a teljes támogatásnak, az általunk szükséges támogatásnak elnevezett kategória, amely nélkül a kapcsolt erőművek nem térülnének meg.

A fenti számok ugyanakkor nem az összes kapcsolt erőműre vonatkoznak, hanem csak a gázmotoros erőművekre. Ha ezen fajlagos támogatásokat az összes kapcsolt erőműre, azaz a gázmotorokra, a gázturbinákra, és a gőzmotorokra is vonatkoztatjuk, akkor a következő támogatási értékeket kapjuk.

**33. ábra: Az összes kapcsolt erőmű támogatásának összetétele, 2008-ban**



Forrás: REKK számítás

Ebben az esetben a teljes támogatás mértéke majdnem eléri az évi 55 milliárd forintot, míg az indokolatlan támogatás mértéke 11,4 milliárd forint. A keresztfinanszírozás nagysága nem állapítható meg teljesen pontosan, mivel más értéket kapunk, ha a támogatás mértékét a hőoldalról, és más értéket kapunk, ha a villamos energia oldalról számoljuk ki. Ennek oka, hogy a gőzmotorok és gázturbinák más-más hő és villamos energia határfokkal működnek, azaz eltérő szigma értékkel bírnak, amely jelentősen eltér a gázmotoros technológiától. Ezért csak egy maximális és minimális értéket tudunk meghatározni, amely alapján a keresztfinanszírozás mértéke 19,5-26,0 milliárd forint között változik<sup>20</sup>.

Összességében megállapíthatjuk, hogy a keresztfinanszírozás mértéke 10,4 milliárd forint csak a gázmotorok esetében, míg a teljes kapcsolt termelők esetében 19,5-26,0 milliárd forint között van. Továbbá a villamosenergia-fogyasztók évente 6,1 milliárd forinttal támogatják indokolatlanul a kapcsolt gázmotorokat, és 11,4 milliárd forinttal a teljes kapcsolt erőművi szektort. Végül látható, hogy támogatás nélkül ezen erőművek nem lennének rentábilisak, annak ellenére, hogy primer energia megtakarítással járnak. A következőkben azt vizsgáljuk, hogy ezen látszólagos ellentmondásnak mi áll a hátterében.

<sup>19</sup> Ugyanakkor fontos hangsúlyozni, hogy ezen alacsony hőár nem feltétlenül jut el a hőfogyasztókhoz, mivel elképzelhető, hogy az a szolgáltatók profitját gyarapítja.

<sup>20</sup> Az alacsonyabb értéket a villamosenergia-oldalról határoztuk meg, míg a magasabb értéket a hőoldalról kaphatjuk meg.

## VI.5.2. Kombinált ciklusú gázturbina (CCGT) megtérülése

Fent meghatároztuk, hogy hőoldalon mi a legközelebbi helyettesítője a kapcsolt gázmotoroknak, míg ebben a fejezet részben megvizsgáljuk, hogy a villamosenergia-oldalon legközelebbi helyettesítője milyen megtérüléssel bír. Feltételezésünk szerint ez a helyettesítő egy kizárólag villamos energiát termelő kombinált ciklusú gázturbina (CCGT), mivel ez a legnagyobb hatásfokú technológia, amely földgázzal működik. Az alábbi táblázatban foglaltuk össze, hogy milyen jellemzőkkel bír egy ilyen erőmű.

13. Táblázat: Az általunk vizsgált kombinált ciklusú gázturbina jellemzői

	Mértékegység	Érték
Beépített kapacitás	MWe	1
Építés hossza	év	3
Élettartam	év	25
Éves működési óraszám	Óra/év	5200
Hatásfok	%	58%
Beruházási költség	M Ft/kW, 2010-es áron	214
Működési költség	Ft/kWh, 2010-es áron	1,82

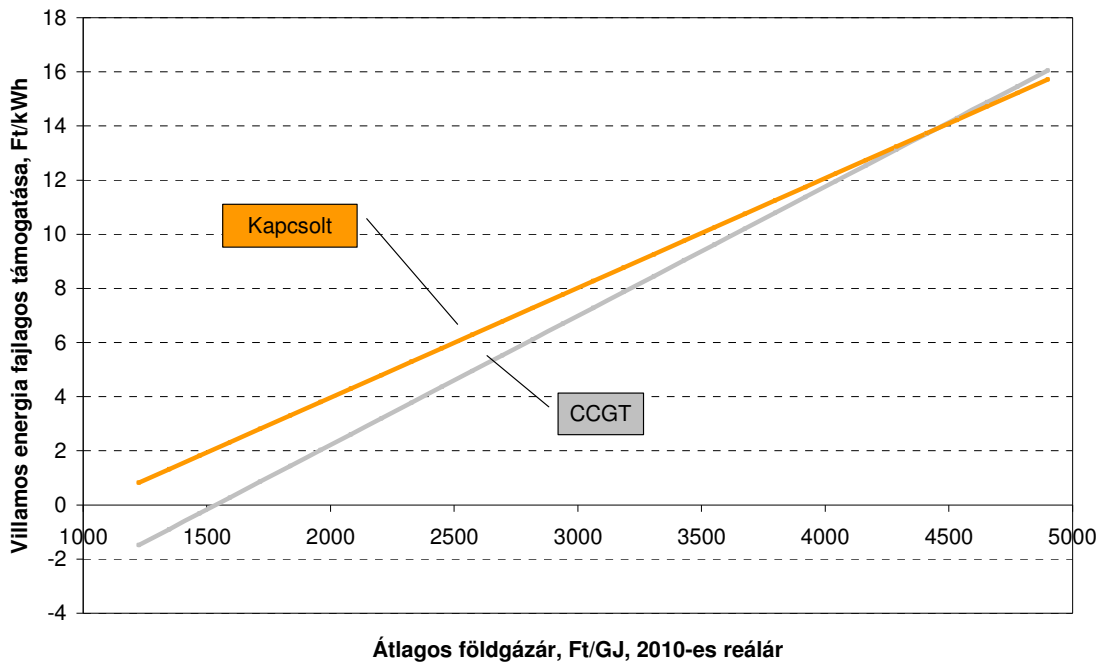
Forrás: SEC (2008)

Látható, hogy egy ilyen erőmű építése három évet vesz igénybe. Feltételeztük, hogy a beruházási költség három év alatt egyenlő mértékben kerül elszámolásra, és az erőmű - ellentétben a kapcsolt erőművel -, 25 évig képes üzemelni. A tüzelőanyag-költség és az értékesített villamosenergia-ára megegyezik a már korábban bemutatott értékekkel. A fenti inputadatok felhasználásával azt kapjuk, hogy a nettó jelenértéke egy olyan erőműnek, amely építését 2005-ben kezdték el -177,4 millió forint. Tehát ezt a projektet ilyen villamosenergia-árak, illetve földgáz ár mellett nem éri megvalósítani. Összességében azt mondhatjuk, hogy versenypiaci körülmények között sem a kapcsolt, sem a CCGT beruházás nem megtérülő.

## VI.5.3.A kapcsolt technológia és a kombinált ciklusú gázturbina megtérülésének összehasonlítása

A következőkben azt vizsgáljuk, hogy különböző gázárak mellett mekkora az a villamosenergia-ár prémium, amely mellett éppen gazdaságossá válik a CCGT, illetve a kapcsolt erőműbe történő beruházás. Feltételezzük, hogy a kapcsolt erőmű a megtermelt hőt azon az áron adja el, amelyen a legközelebbi helyettesítője tudna termelni, azaz piaci hőáron. Vizsgálatunk során 2010-ben kezdődő beruházásokat vizsgálunk. Ezen feltevések esetén a következő eredményre jutunk.

**34. ábra: A megtérüléshez minimálisan szükséges fajlagos villamosenergia-támogatás a kapcsolt erőművek és a CCGT-ek esetében különböző földgázárak mellett**



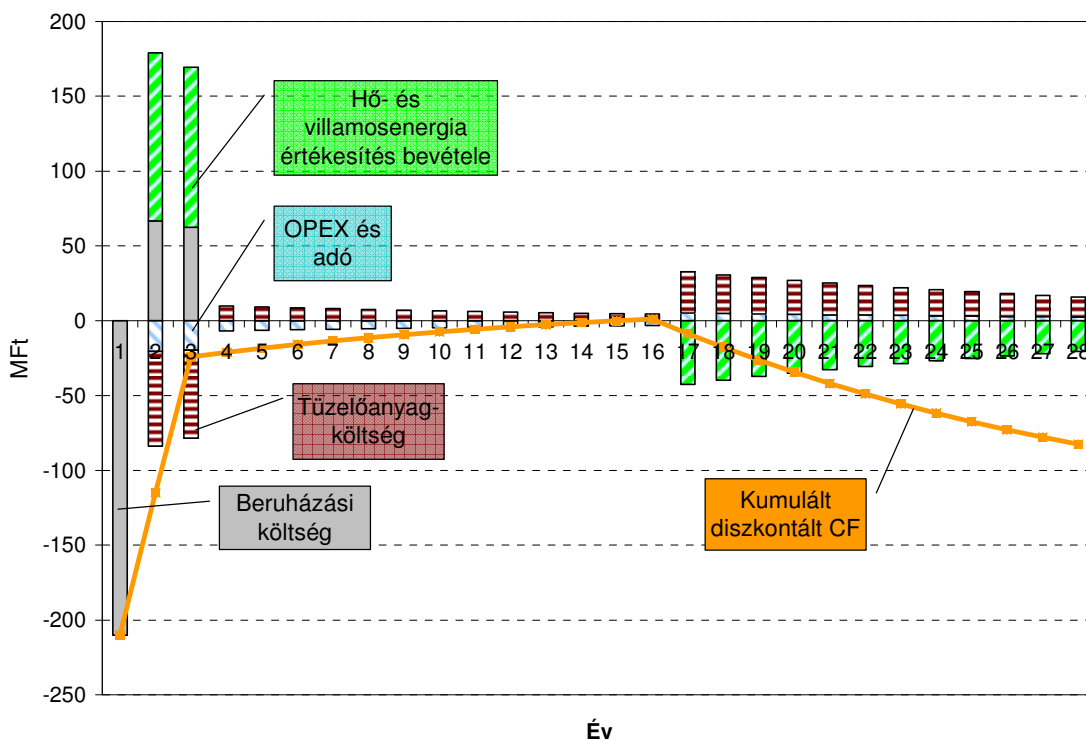
Forrás: REKK számítás

A vízszintes tengelyen ábrázoltuk a földgáz árát. A függőleges tengelyen pedig azt a minimális villamos energia árprémiumot ábrázoltuk, amely szükséges, hogy az adott projekt éppen megvalósuljon adott földgáz szorzó mellett, azaz a nettó jelenértéke a projektnek nullává váljon.

Látható, hogy a CCGT 1500 Ft/GJ feletti gázár esetén mindenképpen támogatásra szorul, míg a kapcsolt erőművi beruházás már 1000 Ft/GJ-os gázár mellett sem térül meg. Egészen 4500 Ft/GJ-os földgázárig a CCGT lényegesen kisebb fajlagos támogatást igényel, mint a kapcsolt erőmű, csak azt követően kerül kedvezőbb helyzetbe ezen technológia. Ennek oka, hogy mivel a kapcsolt erőmű fajlagos tüzelőanyag-felhasználása alacsonyabb, mint a CCGT-é, ezért minél nagyobb a gázár, annál nagyobb a megtakarítása is, változatlan beruházási költség mellett. Ez a 4500 Ft/GJ-os földgáz ár, a jelenlegi import gázár-képlet alapján 150 \$/hordós ár körül alakulna ki. Ahhoz, hogy még jobban érzékelhessük a két technológia költségei közötti különbséget, összevetjük a kapcsolt, illetve az azt potenciálisan helyettesítő CCGT és gázkazán működése során keletkező pénzáramokat.

Vegyünk egy 1 MWe-os kapcsolt erőmű CF-ját, amelyből kivonjuk egy hasonló méretű CCGT egység és egy azonos kiadott hőenergiát termelő gázkazán CF értékeit. A számolásaink során az előrejelzett gázárakkal számolunk, Az alábbi ábra mutatja a kapcsolt erőmű, és a másik két berendezés diszkontált cash-flow-inak különbségét, feltételezve, hogy ezen létesítményeket 2010-ben kezdik el építeni.

35. ábra: A kapcsolt gázmotor és egy gázkazán + CCGT beruházás diszkontált cash-flow-inak különbsége



Forrás: REKK számítás

Látható, hogy az első három évben jelentős az eltérés a kapcsolt gázmotor és a CCGT, illetve gázkazán diszkontált pénz-áramlásainak különbségében. Az első évben a beruházási költségek különbsége jelentősen negatív, mivel a kapcsolt erőmű egy év alatt teljesen elkészül, míg a CCGT egység beruházási költsége három évre oszlik el. Ezért a második és harmadik évben a kapcsolt erőmű esetében nincsen beruházási költség, ellenben a CCGT-vel, azaz a két projekt pénz-áramlásainak a különbsége pozitív (mivel a beruházási költségek negatív előjelűek). Szintén ezen két esztendőben a kapcsolt erőmű és a gázkazán is termel, míg a CCGT egység nem, ezért a hő- és villamos energia bevétel pozitív CF-ot eredményez, míg a tüzelőanyag-felhasználás negatív. A harmadik év végére a kumulált diszkontált CF-ok különbsége negatív, azaz a CCGT+gázkazán CF-ja meghaladja a kapcsolt erőművét. Miután mindhárom létesítmény felépült a kapcsolt erőművek jobban teljesítenek. Mivel ugyanannyi hő- és villamos energiát lehet mindkét opcióval előállítani, így a bevétel megegyezik, azonban a tüzelőanyag-felhasználása a kapcsolt erőműnek kisebb, azaz ezen években jobban teljesít ez az erőmű, annak ellenére, hogy a fenntartási költsége magasabb, mint a CCGT egységnek. A 16. év végére, amikor a kapcsolt erőmű már bezár, a kumulált diszkontált cash-flow-k különbsége éppen nulla. Ha tehát a CCGT egység élettartama 12 évig tudna termelni (azért 12 év, mert a beruházási idő 3 év), akkor megegyezne a két beruházás cash-flowja, azaz mindkettő ugyanannyira lenne rentábilis. Ugyanakkor a CCGT egység még ezen évet követően még 13 évet képes üzemelni, amely alatt pozitív CF-ot termel, így válik kedvezőbbé a CCGT és gázkazán opció a kapcsolttal szemben. Hasonló élettartam esetében is a

CCGT+gázkazán opció olcsóbb, mivel a kapcsolt erőmű bezárását követően még a CCGT egység két évig tud villamos energiát termelni.

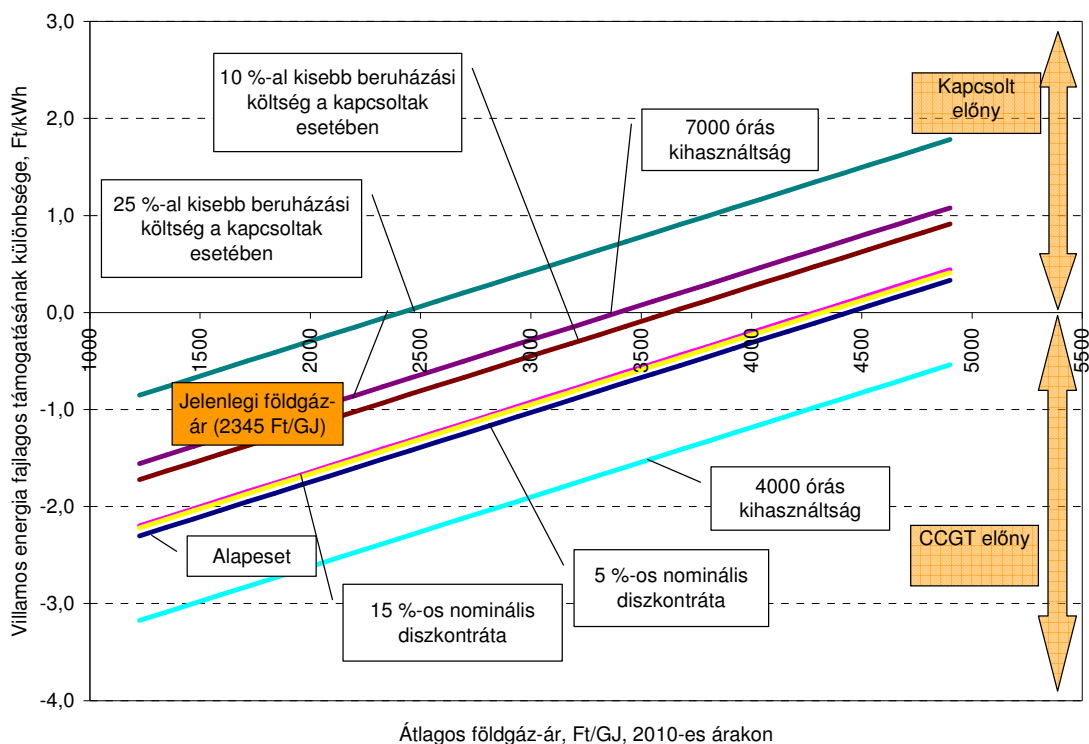
#### VI.5.4.A beruházási költség jelentősége

A fenti elemzés rámutatott arra, hogy minek tulajdonítható a kapcsolt erőművek relatíve rossz megtérülése: a beruházási költség relatíve magas szintje, illetve a viszonylag alacsony élettartam. Ezek közül sokkal hangsúlyosabb a beruházási költség. Míg a kapcsolt beruházás költsége a teljes bevétel 19 %-át teszi ki, addig ez az CCGT egységnél mindössze 15,8 %, míg a gázkazán esetében 9,6 %. Ezt a jelentős különbséget nem tudja ellensúlyozni a primer energia megtakarításból származó nyereség sem.

#### VI.5.5.Érzékenységvizsgálat

Annak érdekében, hogy az kapott eredmények megbízhatóbbak legyenek különböző parciális érzékenységvizsgálatokat szükséges végezni. Ezen elemzés során mindig csak egy-egy tényező változtatunk, és a változás hatását vizsgáljuk. A vizsgált tényezők a nominális diszkontráta, a kihasználtság, illetve a kapcsolt erőművek beruházási költsége. Azt vizsgáljuk, hogy a két opció (kapcsolt vagy CCGT+gázkazán) közül melyiknek mekkora fajlagos villamosenergia-támogatást kell adni különböző gázárak mellett, hogy a projekt megtérülő legyen. Az alábbi ábrán a CCGT fajlagos támogatásigényéből kivontuk a kapcsolt erőmű fajlagos villamosenergia-támogatását, amely különbséget ábrázoltuk a függőleges tengelyen.

36. ábra: Érzékenységvizsgálat a kapcsoltak és a CCGT erőművek megtérülésének összehasonlításához



Forrás: REKK számítás

A fenti ábrán különböző gázárak mellett ábrázoltuk, hogy mekkora a minimális villamos energia fajlagos támogatás különbsége a két opciónak. A pozitív tartományban a kapcsolt erőműveknek jobb a megtérülése, míg a negatívban a CCGT-nek.<sup>21</sup>

A diszkontrátának szinte semmiféle hatása nincsen, akár az alapesetben képest magasabb diszkontrátát alkalmazunk (15 %-os), akár annál kisebbet (5 %-os). Ennek oka a CCGT cash-flow-jában keresendő. Ha a diszkontráta relatíve magas, akkor a második és harmadik évben jelentkező beruházási költség kisebb súlyt képvisel az egész projekt nettó jelenértékében, ha pedig alacsony, akkor a 16. év utáni pozitív cash-flow-k értékelődnek felül, amikor a kapcsolt erőmű már nem termel, ellenben a CCGT még igen.

Az alacsony kihasználtság (4000 az alapszint 5200 órája helyett) egyértelműen rontja a kapcsoltak relatív helyzetét, mivel ebben az esetben a kezdeti beruházás jelentősebb súlyt képvisel a bevételekhez viszonyítva. Ebből következően a magas kihasználtság kedvez a kapcsolt technológiának. Azonban látható, hogy 7000 órás éves működés mellett is, legalább 35 %-nál magasabbnak kell lennie a gáz árának, mint ahogyan azt a tanulmányban feltételeztük.

Mivel a kapcsolt erőművekre vonatkozó beruházási adatok a legmeghatározóbbak, ezért erre a tényezőre is végeztünk érzékenységvizsgálatot: 10 és 25 %-al csökkentettük a beruházási költséget. Az előbbi esetben a kapcsolt erőművek továbbra is rosszabb helyzetben vannak a CCGT-hez képest, közel 40 %-nál magasabbnak kell lennie a gáz árának, mint ahogyan azt mi feltételeztük. 25 %-os beruházási diszkont mellett lesz nagyjából hasonló a CCGT és a kapcsoltak megtérülése.

Összességében tehát azt láthatjuk, hogy amennyiben radikálisan nem csökken a kapcsolt erőművek beruházási költségigénye, akkor jelenleg ez a technológia nem tekinthető versenyképes technológiának, annak ellenére, hogy primer energia-megtakarítással jár.

---

<sup>21</sup> Ugyanakkor, ahogyan azt korábban is láttuk, majdnem minden gázár esetében szükséges valamekkora villamos energia árprémium ahhoz, hogy ezen beruházásokba megérje befektetni.



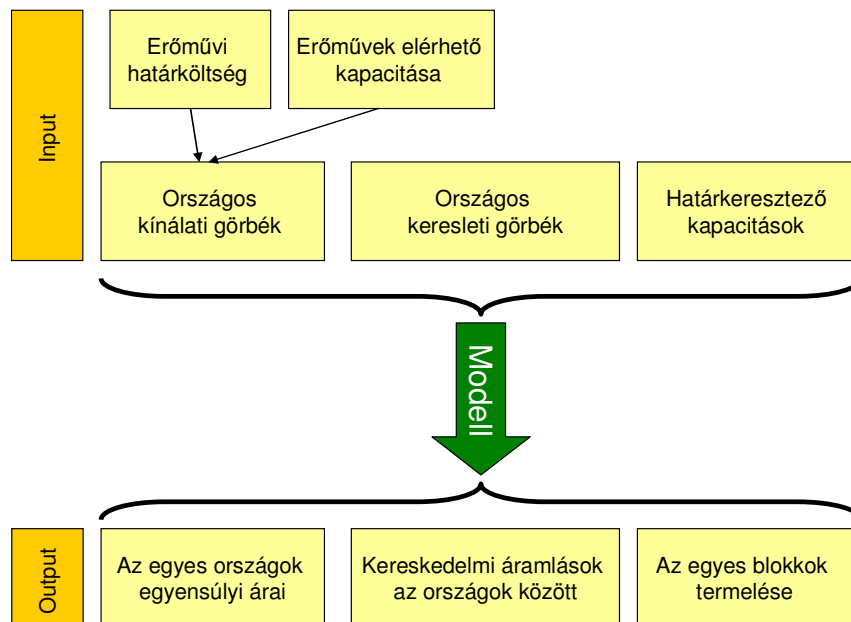
## VII. A MAGYAR KÁT RENDSZER VILLAMOSENERGIA-PIACI VERSENYRE GYAKOROLT HATÁSÁNAK ELEMZÉSE

A magyar kapcsolt erőművek támogatásának villamosenergia-piaci versenyre gyakorolt hatását egy regionális árampiaci modell segítségével becsüljük meg, amelyben egyszerre szimuláljuk a közép- és délkelet-európai országok villamosenergia-piacait és az ezek közötti kereskedelmi áramlásokat.

A modellszerű megközelítés a következő okok miatt hasznos. A gázbázisú, és így a kapcsolt erőművek döntő része is a viszonylag magas gázárak miatt magas határkölségű termelési technológiának számít, vagyis szinte kizárólag csak csúcsidőben van kihasználva, de akkor sem mindig.<sup>22</sup> Az export-import viszonyoktól függően könnyen előfordulhat, hogy a kapcsolt erőművek teljesen kiszorulnak a versenyből.

Az export-import áramlások viszont alapvetően a szomszédos országok áramár-szintjének függvényében alakulnak, hiszen a kereskedők az olcsóbb országokból szállítanák a villamos energiát a drágábbak felé. Így tehát nem kerülhetjük meg, hogy több szomszédos ország (és azok további szomszédainak) áramszektorát egyszerre vizsgáljuk, amire regionális árampiaci modell szükséges. A következő ábra mutatja a modell működését.

37. ábra: A modell működése



Az erőművi határkölségek és elérhető kapacitásuk meghatározása révén minden egyes országra felállíthatjuk az országos kínálati görbét. Ezt kiegészítve a határkeresztező kapacitásokkal és az egyes országokra jellemző keresleti görbékkel kapjuk meg az eredményt.

<sup>22</sup> E szabály alól kivétel a szekunder forgótartalékok. Erre később részletesen kitérünk.

A modellszámítás révén megkapjuk az egyes országok egyensúlyi árait, a kereskedelmi áramlásokat az országok között, illetve az egyes erőművi blokkok termelését is.

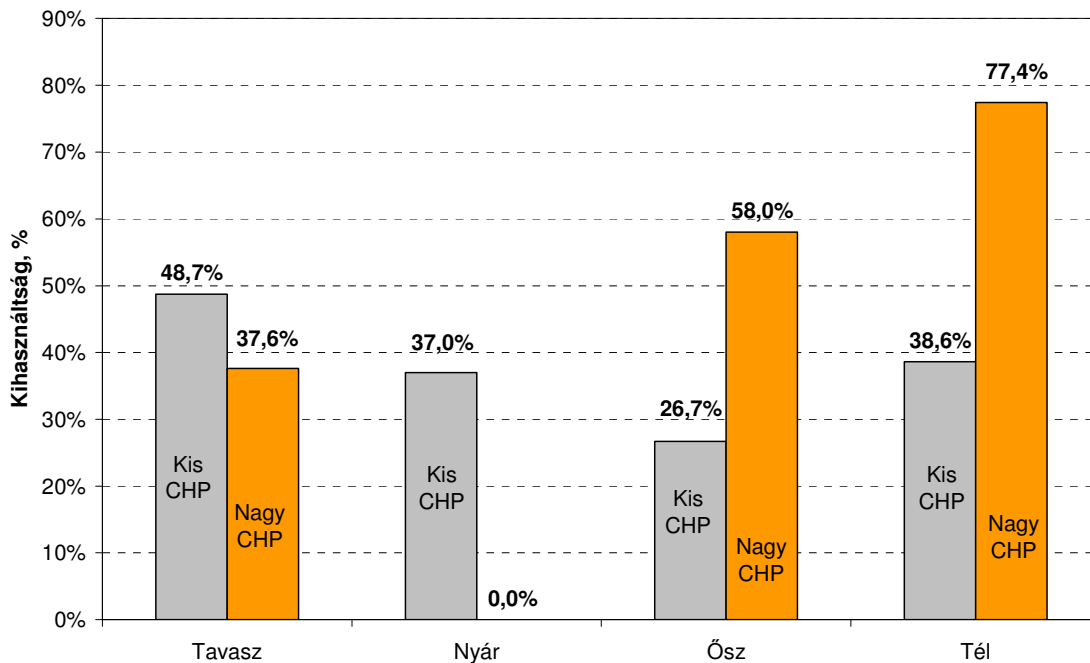
### VII.1. A modellezés során felhasznált adatok bemutatása

A modell meglehetősen összetett, ezért a részleteket – ideértve a bemenő adatok bemutatását – a tanulmány mellékletében közöljük. Három fontos bemenő feltevésre azonban itt térünk ki: a kapcsolt erőművek rendelkezésre állásának meghatározása, ezen erőművek határkölségének kiszámolása, illetve a magyar merit order bemutatása különböző scenáriók esetében.

#### VII.1.1. A kapcsolt erőművek termelési profilja és kapacitásai

A modellezés során a kisméretű (<50 MW) és nagyméretű kapcsolt erőműveket külön kezeljük, amelynek oka, hogy a múltban megfigyelt termelési profilok eltérnek egymástól. Azzal a leegyszerűsítő feltevással élünk, hogy mindkét szegmens napi profilja zsinórjellegű, azonban a két szegmens termelése évszakonként eltérő. Míg a nagyméretű, támogatott kapcsolt erőművek kivétel nélkül lakossági távhő célra értékesítik a megtermelt hőenergiát, addig a kis kapcsoltak ipari létesítményeknek is szolgáltatnak hőt, amely viszont éves szinten közel zsinórtermelést mutat. A következő ábra mutatja a két szegmens évszakonkénti profilját, amelyet múltbeli adatokból határoztunk meg.

38. ábra: A kis és nagy kapcsolt erőművek kihasználtsága különböző évszakokban

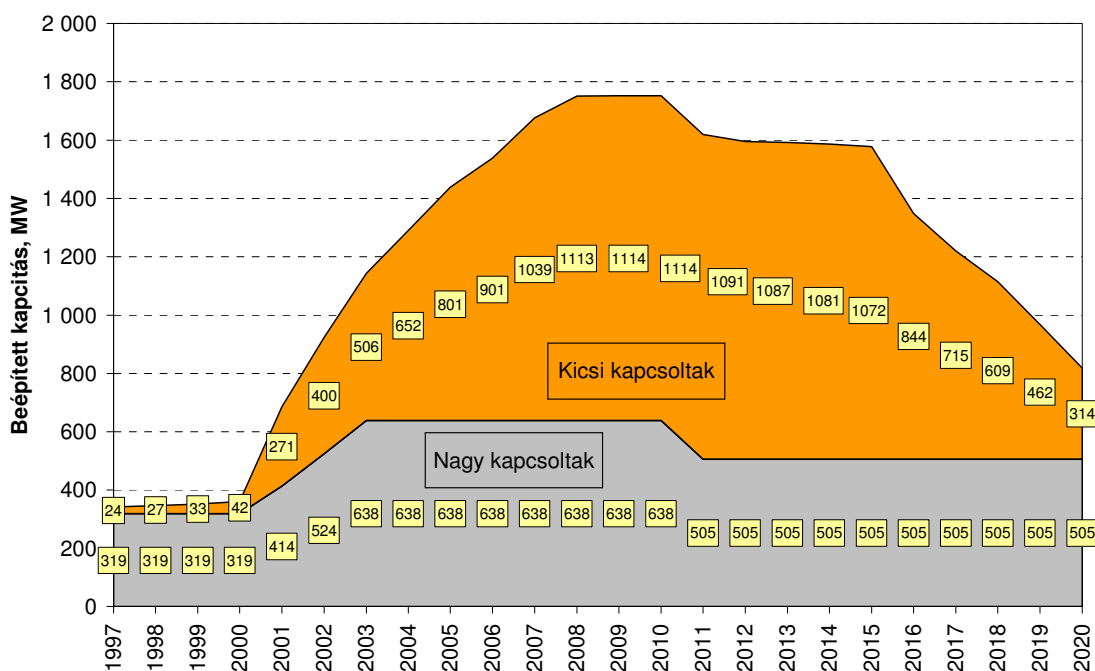


Forrás: MAVIR

Mivel a kapcsolt erőművek villamosenergia-versenyre gyakorolt hatását 2020-ig vizsgáljuk, ezért figyelembe kell venni a jelenlegi erőműpark élettartamát. A következő ábrán feltüntettük, hogy 1997-től hogyan alakult a magyarországi, 2009-ben a támogatottai körben lévő erőművek kapacitása, illetve becslést adunk azok várható jövőbeli alakulására. Ebben az

esetben azt feltételeztük, hogy a nagyméretű kapcsolt erőművek hosszútávon működni fognak, hiszen döntően olyan hőigényre épültek, amely hosszú távon is jelen lesz, és az egyik leggazdaságosabb módja ezen hőigény kielégítésére ezen technológia. Ez alól kivétel a Pannon erőmű, amely várhatóan 2011-ben beszünteti a termelést. Feltételezzük továbbá, hogy a kisméretű kapcsolt erőművek folyamatosan lépnek ki a piacról. Ez annak köszönhető, hogy a kis kapcsolt erőművek a tervezett, 15 éves élettartam után kikerülnek a piacról és helyettük nem lépnek be új, kapcsolt erőművek. A következő ábra mutatja, hogy alapesetben milyen feltevéssel élünk a beépített kapacitásokra vonatkozóan.

39. ábra: Kapcsolt erőművek beépített kapacitása Magyarországon



Forrás: MEH, REKK becslés

Látható, hogy 2009-ig folyamatosan nőtt a beépített kapacitás, elérve az 1750 MW-ot, majd 2011-től folyamatosan csökken. 2020-ra várhatóan a beépített kapacitás 820 MW körül alakul.

### VII.1.2. A kisméretű kapcsolt erőművek határkölségének meghatározása

A kapcsolt erőművek a villamosenergia-piaci versenyre való hatásának vizsgálatához meg kell határozni ezen erőművek villamosenergia-termelés határkölségét, mely a következőképpen alakul:

$$MC_e = \left[ \frac{P_{ta}}{\eta_e} - \frac{P_{ho}}{\eta_{ho}} \times \eta_e \right] \times 3,6 + VC_e \times 1000, \text{ ahol}$$

- $MC_e$ : A villamosenergia-termelés határkölsége (Ft/MWh)

- $P_{ta}$ : Tüzelőanyag-kölség (Ft/GJ)

- $\eta_e$ : villany hatásfok (%)

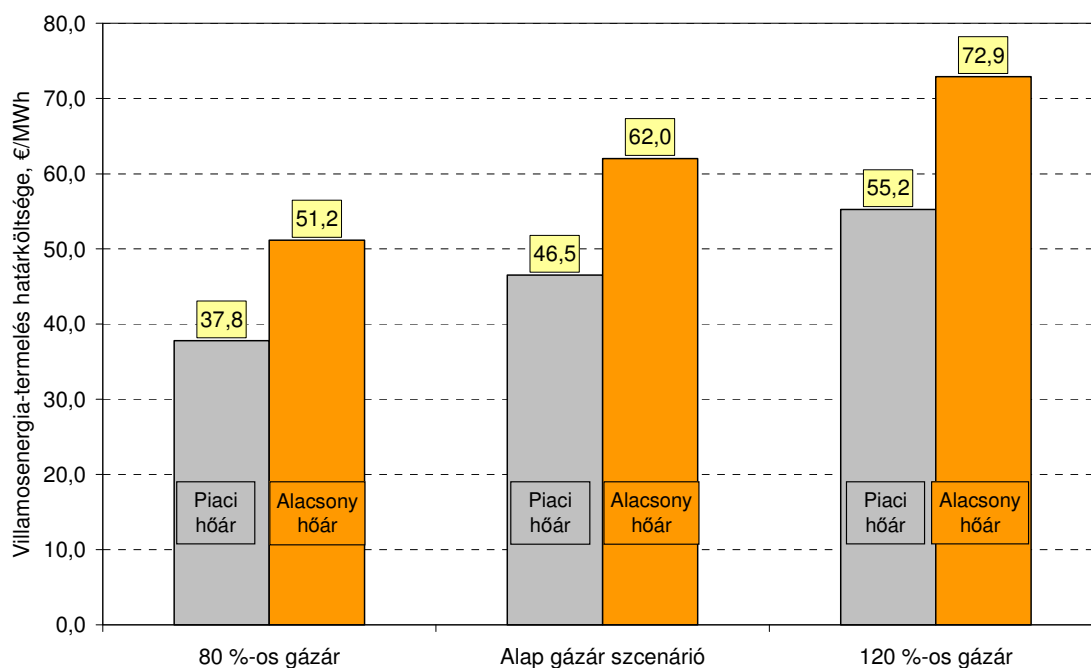
- $P_{ho}$ : hőértékesítési ár (Ft/GJ)

- $\eta_{ho}$ : hőtermelés hatásfoka (%)

- $VC_e$ : A villamos energia-termelés változó költségei: karbantartás és iparüzési adó (Ft/kWh)

Látható, hogy a határkölség meghatározásakor csak azokat a tényezőket vettük számításba, amelyek a termeléssel változnak, azaz változó költségeknek tekinthetők, míg a fix költségek nem. Az utóbbiak közé tartoznak a személyi, a biztosítási, illetve az egyéb költségek. Ezek összesen 9,6 MFt-ot tesznek ki 2010-ben. Továbbá a határkölség meghatározásakor kétféle hőértékesítési árat vizsgálunk: ha a kapcsolt termelő a megtermelt hőenergiát a tüzelőanyag-kölség 80 %-áért szerzi be, illetve a megtermelt hőenergiát piaci áron értékesíti. Az alábbi ábra mutatja, hogy különböző scenáriók esetében mekkora a villamosenergia-termelés határkölsége.

40. ábra: A kisméretű kapcsolt villamosenergia-termelők határkölsége különböző scenáriókban, €/MWh



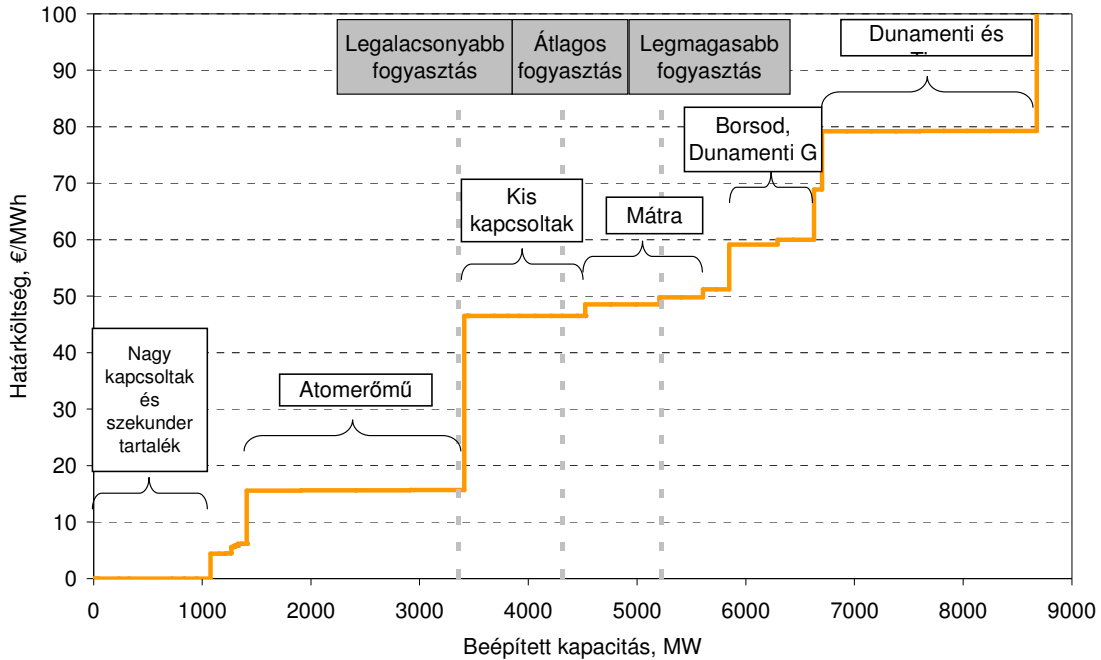
Forrás: REKK számítás

A kisméretű kapcsolt termelők határkölsége alapesetben 46,5 €/MWh, ha piaci áron értékesíti a megtermelt hőenergiát, míg 62,0 €/MWh, amennyiben a piaci árnál lényegesen olcsóbban, a jelenlegi árazásnak megfelelően értékesíti a hőenergiát. Ha a gázár 20 %-al növekszik, akkor ezen értékek megnöhetnek 55,2 €/MWh-ra, illetve 72,9 €/MWh-ra. Ellenben 80 %-os gázár mellett a határkölség mindössze 37,8 €/MWh piaci áron való hőértékesítés esetén, és 51,2 €/MWh alacsony hőár esetén.

### VII.1.3. A magyarországi merit order meghatározása

Ha az összes erőművi blokkra meghatározzuk az egyéni határkölségeket, akkor lehetőségünk van országonként egy adott évre meghatározni a kínálati görbét, azaz az országos merit ordert. A következő ábra a magyar kínálati görbét mutatja 2010-re vonatkozóan, amelyen feltüntettük az átlagos, a legmagasabb és legalacsonyabb fogyasztási időszakokat is.

41. ábra: A magyarországi merit order 2010-ben



Forrás: REKK számítás

A legalacsonyabb határkölségen a szekunder és nagy kapcsolt erőművek képesek termelni. Feltételezésünk szerint azon erőművi blokkoknak, amelyek a szekunder tartalékot nyújtják, folyamatosan működniük kell függetlenül a határkölségüktől és a piacon kialakuló termékártól. A nagy kapcsolt erőművek esetében pedig feltételeztük, hogy azok termelését a hőigény határozza meg és független a villamosenergia-piac helyzetétől. Ezért a villamosenergia-termelés határkölségét zérusnak tekintjük, míg a termelés profilját a korábban bemutatott módon határoztuk meg.

A nagy kapcsoltak és a szekunder tartalékot nyújtó erőmű után a Paksi Atomerőmű blokkjai képesek olcsó villamos energiát termelni. Látható, hogy ezen erőművek teljes termelése éppen a legalacsonyabb fogyasztási szintnek felel meg. A merit orderben az atomerőművet a kis kapcsolt erőművek követik, ha azok a megtermelt hőenergiát piaci áron értékesítik. Ezen erőművek határkölsége szinte teljesen megegyezik a Mátrai Erőmű határkölségével. A kínálat végén pedig a Borsodi és egyéb gázos erőművek találhatóak.

### VII.2. Modelllezési eredmények

A következőkben bemutatjuk a modellezési eredményeinket, amelyek választ adhatnak arra a kérdésre, hogy milyen hatással van a kapcsolt erőművek támogatása a hazai villamosenergia-

piacra. Négy különböző scenáriót hasonlítottunk össze, amelyek a kisméretű kapcsolt erőművekre vonatkoznak:

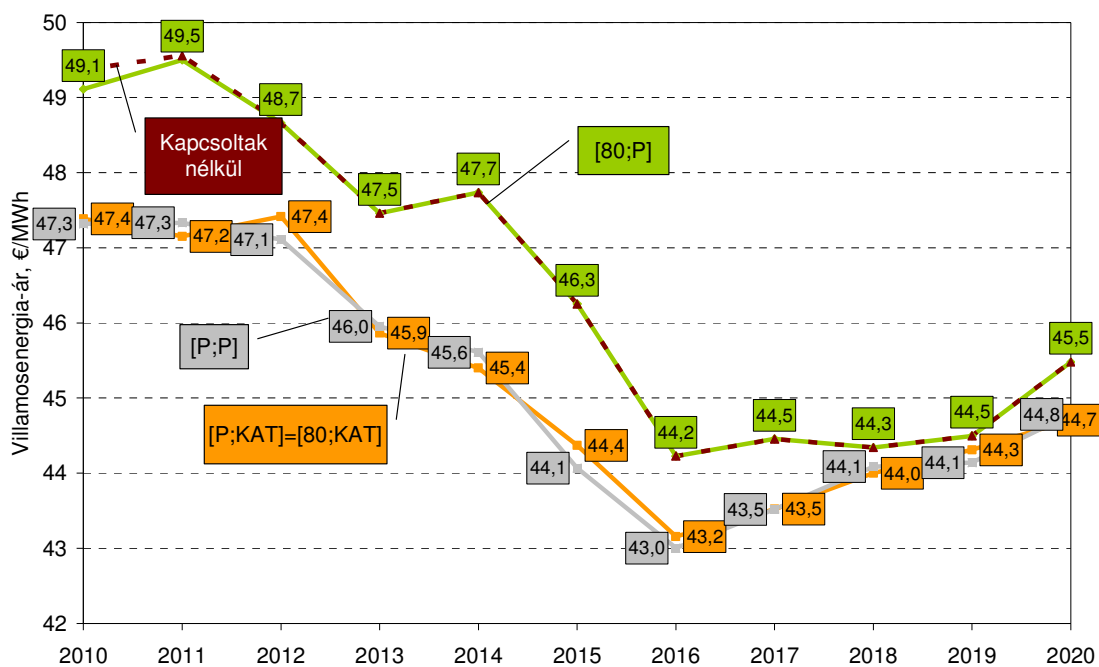
- A hőértékesítési ár megegyezik a jelenleg alkalmazott hőárral, amely lényegesen alacsonyabb, mint a piaci hőár, míg a villamos energiát piaci áron értékesíti az erőmű [80/P];
- A hőértékesítési és a villamosenergia-értékesítés ára is piaci alapú [P/P];
- A hőértékesítési ár piaci alapú, de a termelt villamos energiát kötelező átvétel keretében értékesítheti az erőmű [P/KÁT]; illetve
- A hőértékesítési ár megegyezik a jelenleg alkalmazott hőárral, amely lényegesen alacsonyabb, mint a piaci hőár, míg a megtermelt villamos energiát kötelező átvétel keretében értékesítheti az erőmű [80/KÁT]

Az egyes esetekben vizsgáljuk a magyarországi kialakuló villamosenergia-árat, a kisméretű kapcsolt erőművek termelését, illetve a termelés során keletkező bevételt összevetjük a változó és a teljes költséggel.

### VII.3. A modellezési eredmény alapesetben

A modellezés eredményeként kialakuló zsinór villamosenergia-árakat mutatja az alábbi ábra.

42. ábra: A különböző esetekben kialakuló zsinór villamosenergia-ár, €/MWh, 2010-2020, 2010-es reáláron



Forrás: REKK számítás

Alacsony hőár és piaci villamosenergia-értékesítés mellett [80; P] lesz várhatóan a legmagasabb a hazai áram ára: 2010-ben és 2011-ben megközelíti az 50 €/MWh-ás zsinórát,

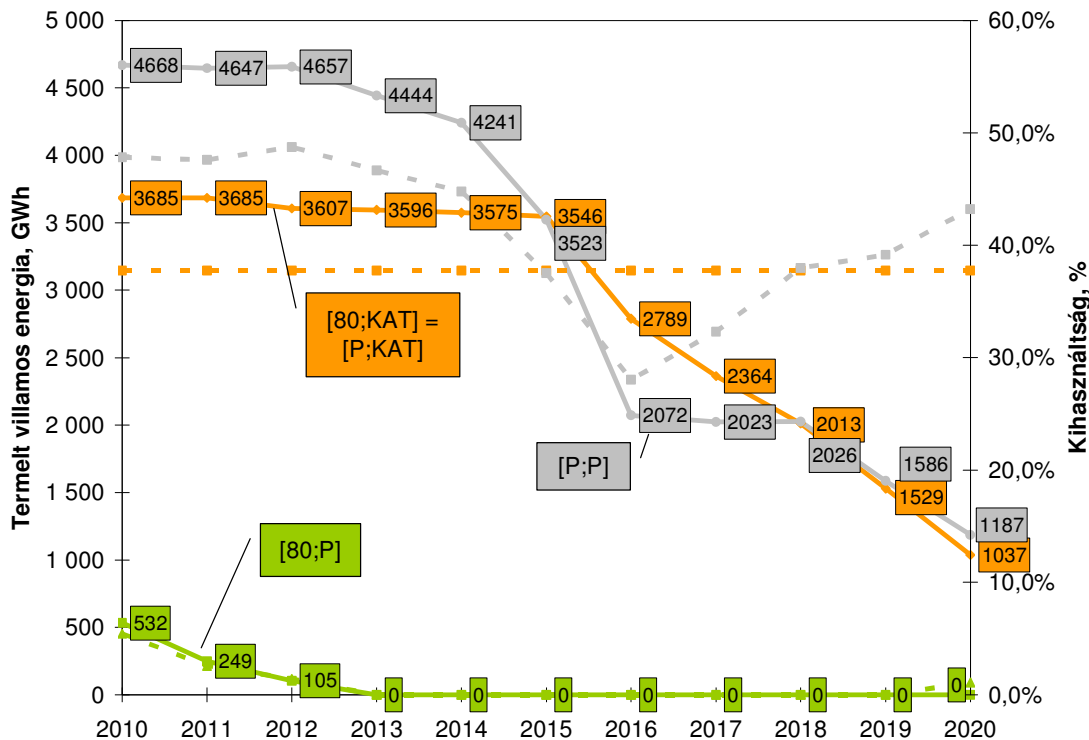
amely ezt követően csökkenésnek indul. A csökkenés mögött két tényező áll: egyrészt a gázárak reálértelemben nem nőnek, másrészt jelentős új kapacitások lépnek be a piacra, amelyek leszorítják a hazai árat. Ezen hatásokat az évtized első felében a növekvő villamosenergia-kereslet sem tudja ellensúlyozni, de 2016-tól már igen, így ettől kezdve enyhén növekvő árakat tapasztalhatunk. Szinte teljesen hasonló eredményt kapunk abban az esetben, ha 2010-ben teljesen beszüntetnék a kis kapcsolt erőművek a termelésüket.

Ha a megtermelt hőenergiát és a villamos energiát is piaci alapon értékesítenék a kisméretű kapcsolt termelők [P;P], akkor a kialakuló villamosenergia-ár alacsonyabb lenne: a különbség mértéke az évtized első felében 1,5-2,0 €/MWh, majd az évtized végére ez az 1 €/MWh-ás értékhez közelít. Nagyon hasonló villamosenergia-árakat kapunk abban az esetben, ha a kapcsolt termelők az évtized végéig kötelező átvétel keretében értékesíthetnék a megtermelt villamos energiát, függetlenül attól, hogy piaci áron értékesíti a hőenergiát [P;KAT] vagy alacsony áron [80;KAT]. Ez utóbbi kettő teljesen megegyezik, mivel olyan magas a villamosenergia-átvételi ára, hogy függetlenül a hőértékesítési ártól ezek az egységek szinte zsinórban tudnának működni. Ugyanakkor feltevésünk szerint ezek esetében részben a hőigény miatt, az éves kihasználtságot állandónak feltételeztük, ahogyan azt korábban bemutattuk.

Természetesen akkor alakul ki a legmagasabb ár, amikor a kisméretű kapcsolt erőművek határkölsége a legmagasabb, amely a [80,P] esetben alakul ki. Mivel az összes többi tényező változatlan, ezért biztosan drágább, de maximum egyenlő lehet az ár, mint az összes többi esetben. A különbség ezen eset és a többi három eset között egyre inkább szűkül, amely annak köszönhető, hogy egyre kisebb ezen erőművek beépített kapacitása, így az egész kisméretű kapcsolt termelés kisebb hatással bír a villamosenergia-piaci árra. A [P;P] és a [P;KAT]=[80;KAT] esetekben hasonló eredményt kapunk, mivel a modellezés alapján közel hasonló az éves termelésük.

A kisméretű kapcsolt erőművek termelése jelentősen eltér attól függően, hogy milyen áron értékesítik a hő- és villamos energiát. Az alábbi ábrán bemutatjuk az egyes esetekben a termelt villamos energia mennyiségét, illetve az éves kihasználtságot is.

43. ábra: A különböző esetekben a kisméretű kapcsolt erőművek által termelt villamos energia (GWh), és az erőművek átlagos kihasználtsága (%), 2010-2020



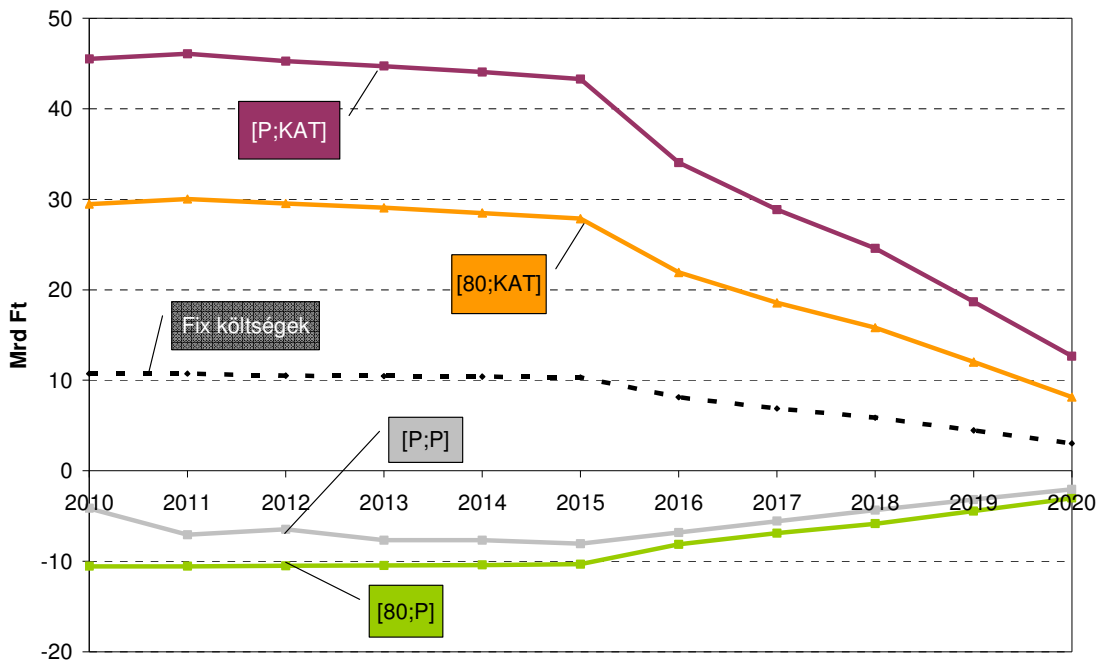
Forrás: REKK számítás

Kötelező átvételes értékesítés [P vagy 80; KAT] esetén a feltételeztük, hogy az egyes erőművek kihasználtsága hasonlóan alakul, mint az elmúlt években, azaz átlagosan 37,8%-os. Ez azt jelenti, hogy 2010-ben a teljes kisméretű kapcsolt erőművek termelése közel 3,7 TWh-ot tesz ki, amely az erőművi bezárások miatt 2015-től jelentős csökkenésnek indul. Teljesen hasonló tendenciát láthatunk abban az esetben, ha piacra értékesíti a kapcsolt termelő a megtermelt áramot [P;P]. 2015 és 2018 között egy alacsonyabb kihasználtságot tapasztalunk, mint a korábbi években, amely azonban 2018-tól kezdve ismét 40 % feletti éves kihasználtságra nő, amely meghaladja a ma kötelező átvételben lévő erőművek átlagos kihasználtságát. Alacsony hőértékesítési ár és piaci áramár [80;P] mellett már 2010-ben is nagyon alacsony a termelés szintje a kisméretű kapcsolt erőműveknek, és 2013-ra teljesen kiesnek a termelésből, mivel a villamosenergia-termelési határkölsége nagyon magas, így nem jutnak termelési lehetőséghez.

Azonban a magasabb termelési szint nem feltétlenül jár együtt jobb jövedelmezőséggel. Az alábbi ábra mutatja, hogy különböző esetekben mekkora a kisméretű kapcsoltak éves profitja, illetve a fix költség nagysága.



44. ábra: Az éves profit alakulása különböző esetekben 2010-2020 között, 2010-es árakon



Forrás: REKK számítás

Az éves profitokat a következőképp számoljuk ki. Ha a kapcsolt erőművek határkölsége alacsonyabb, mint az adott keresleti időszakban a kialakuló villamosenergia-ára, akkor természetesen ezen erőművek termelnek, és a kettő különbsége lesz a marginális profit. Ha ezt minden olyan keresleti időszakra összegezzük, amikor termelnek a kisméretű kapcsolt erőművek, akkor megkapjuk az éves hasznot. Ugyanakkor ez nem a teljes profitot adja ki, mivel ebből még le kell vonni az éves fix költségeket, amelyek közé tartoznak a személyi költségek, a biztosítási költség, illetve az egyéb költségek. Ezek összesen 2010-ben 9,63 MFt/MW-ot tesznek ki. Ezen adatokból már megállapítható, hogy az egyes esetekben mekkora lesz az éves profit.

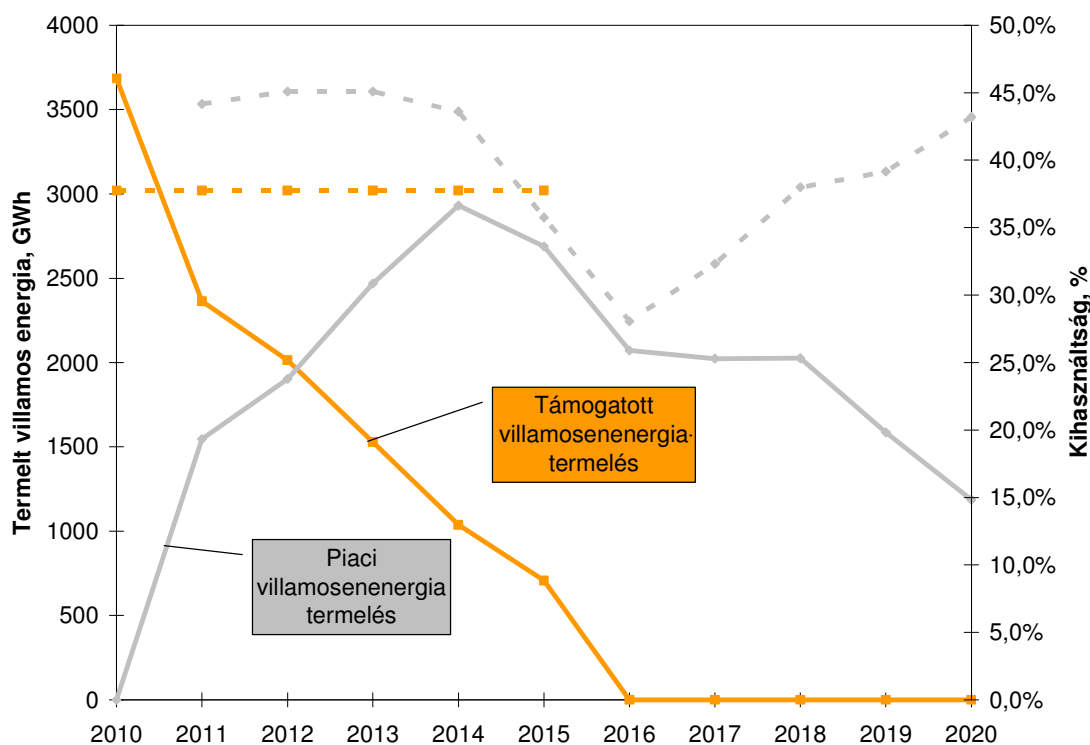
Látható, hogy kötelező átvételes értékesítés esetén ennek mértéke 2010-ben 30-45 milliárd forint, attól függően, hogy a megtermelt hőenergiát milyen áron értékesíti. Ugyanakkor piaci alapú áramértékesítés esetén a fix költségek nem térülnek meg, így hosszabb távon ezen erőműveknek be kell zárniuk, függetlenül, hogy a megtermelt hőt milyen áron értékesítik.

#### **VII.4. A kapcsolt erőművek várható termelése a jelenlegi szabályozás alapján**

Az előzőekben megvizsgáltuk, hogy milyen hatása lenne, ha a kisméretű kapcsolt erőművek kötelező átvétel alatt termelnének, illetve ha teljes mértékben piacra termelnének. A következőkben a kettő közötti esetet vizsgáljuk meg, amely tulajdonképpen a jelenlegi szabályozási környezetnek felel meg. Feltételeztük, hogy az erőművek az építésüktől számított 9. évig kötelező átvétel alá termelnek, míg utána kikerülnek a verseny piacra. Ugyanakkor továbbra is számolunk azzal a ténnyel, hogy ezen erőművek élettartama 15 év,

és ezt követően teljesen bezárnak. Végül feltesszük, hogy az erőművek a termelt hőt piaci áron tudják értékesíteni. Ilyen feltételezések mellett a következő termelési adatokat kapjuk a kisméretű kapcsolt erőművekre vonatkozóan.

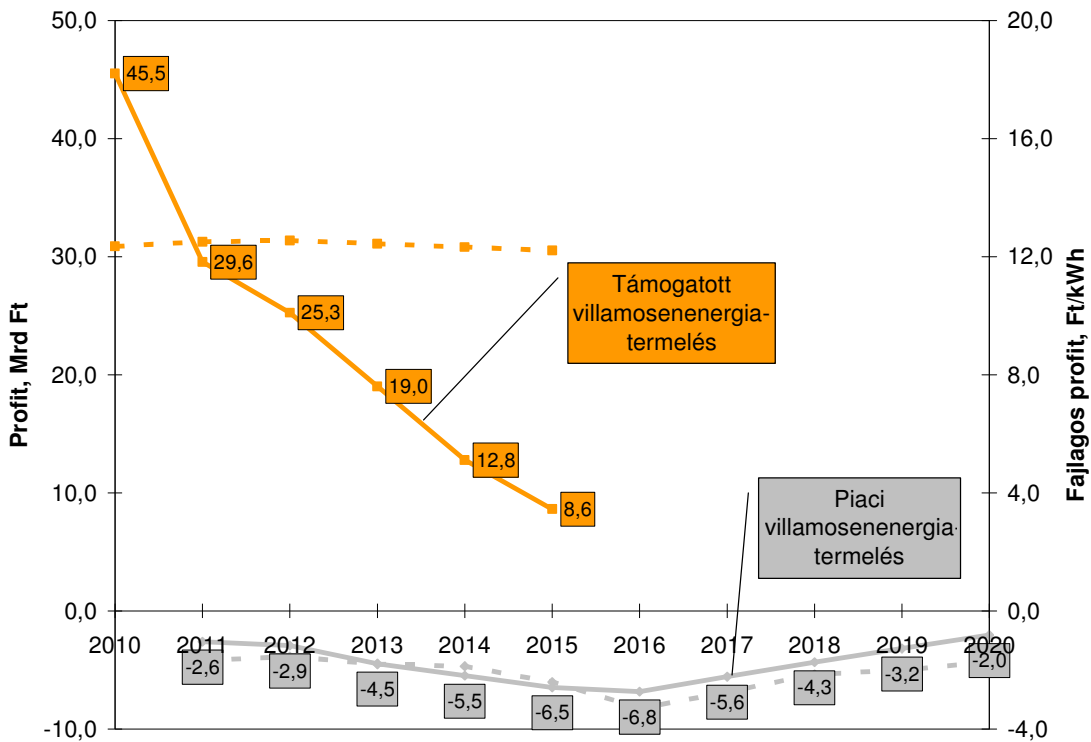
45. ábra: A jelenlegi szabályozás alapján a várható termelése a kisméretű kapcsolt erőműveknek



Forrás: REKK számítás

A támogatott erőművek villamosenergia-termelése folyamatosan csökken, olyan mértékben, ahogyan kikerülnek a szabadpiacra. Ezzel párhuzamosan a piacra termelő erőművek villamosenergia-termelése 2014-ig növekszik, majd azt követően jelentősen csökken, amely elsősorban az élettartam lejártának köszönhető. A piacon lévő erőművek esetében a kihasználtság a kezdeti 45 %-ról, 20-30 %-ra csökken le 2016-ra, majd ezt követően az évtized végére visszanő a 45 %-os szintre. Ugyanakkor ezen relatíve magas kihasználtság sem jelenti azt, hogy ezen erőművek ki tudnák termelni a fix költségüket, ahogyan az a következő ábrán is látható.

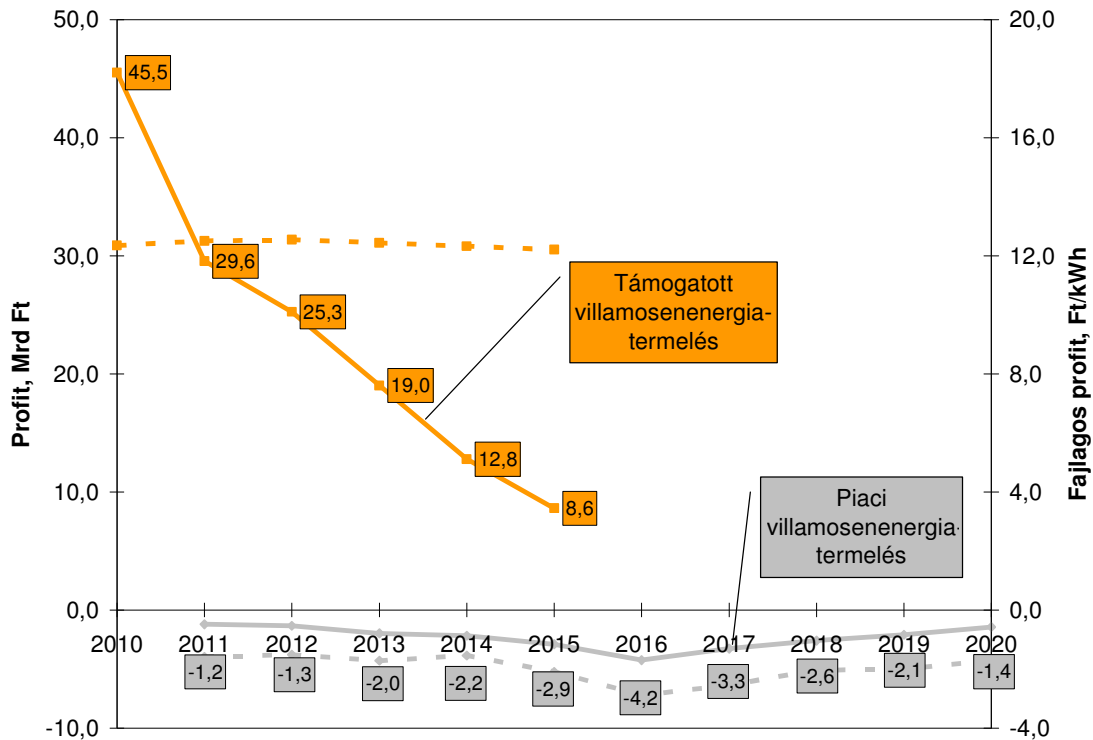
46. ábra: A jelenlegi szabályozás alapján a kötelező átvétel keretében értékesített erőművek és a piacra termelő erőművek profitja, illetve kiadott villamos energiára vetített fajlagos profitja



Forrás: REKK számítás

A kötelező átvételes villamosenergia-értékesítés esetén a fajlagos profit állandó, 12 Ft/kWh-át tesz ki. Ezzel szemben a piaci alapú villamosenergia-termelésnek a fajlagos profitja minden évben negatív. Ebből az következik, hogy amennyiben kikerülnek a kis kapcsolt erőművek a piacra, termelési lehetőséghez jutnak ugyan, azaz vannak olyan keresleti időszakok, amikor a határköltségek a kialakuló villamosenergia-ár alatt van, de az ebből elért haszon nem képes fedezni a fix költségeket, ezért hosszabb távon várhatóan ezen erőműveknek be kell zárniuk. Megvizsgáltunk egy olyan esetet is, amikor a piacra kikerülő erőművek fele teljesen bezár, míg a többi erőmű üzemelhet. Így meg tudjuk vizsgálni, hogy a verseny csökkenése esetén a piacon maradók ki tudnák-e termelni az éves fix költségüket. Ahogyan az alábbi ábrán is látható, ez lényegesen nem változtatja meg a kapott eredményeket, azaz továbbra is negatív a fajlagos profitja a piacon lévő erőműveknek.

47. ábra: A jelenlegi szabályozás alapján a kötelező átvétel keretében értékesített erőművek és a piacra termelő erőművek profitja, illetve kiadott villamos energiára vetített fajlagos profitja, ha a piacra kikerülő erőművek fele teljesen beszünteti a termelést



Forrás: REKK számítás

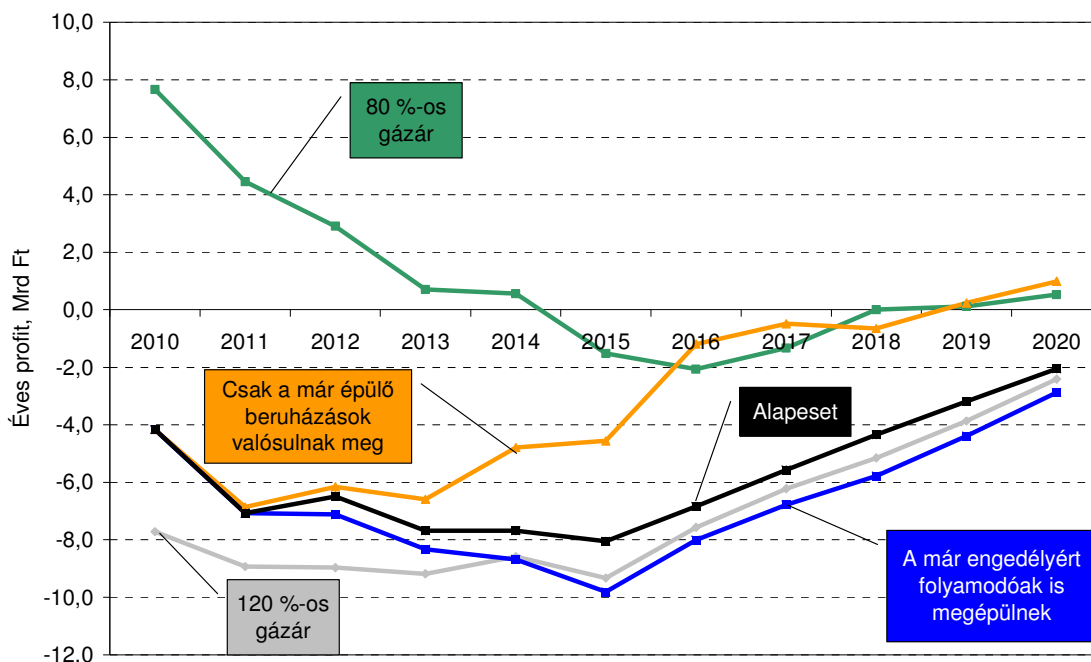
## VII.5. Érzékenységvizsgálat

A következőkben azt vizsgáljuk, hogy egy-egy tényező megváltoztatása, hogyan befolyásolja a kapcsolt erőművek termelését és profitját, illetve a magyarországi zsinór áram árát. Összesen két ilyen tényező parciális érzékenységvizsgálatát végezzük el: a gázár, illetve az új beruházások megvalósulása. Az egyes tényezők esetében a következő módosításokkal végezzük el a modellezést:

- A gázár esetében az alapszenárióhoz képest +/- 20 %-os földgázár
- Alapesetben feltételezzük, hogy csak azok a beruházások valósulnak meg, amelyek már legalább engedélyért folyamodtak, míg a parciális érzékenységvizsgálat során egyrészt csak a már épülő projektek megvalósulásával számolunk, másrészt azt feltételezzük, hogy a ma még csak tervezési fázisban lévők is felépülnek.

Feltételezzük, hogy a kis kapcsoltak már 2010-ben a piacra értékesítik a megtermelt villamos energiát, és a hőenergiát is piaci áron tudják eladni. Ilyen feltevések mellett a következő eredményeket kapjuk.

48. ábra: A kis kapcsolt erőművek éves profitja különböző feltételezések mellett



Forrás: REKK számítás

Magas gázár esetén, illetve abban az esetben, ha minden olyan erőmű megépül, amely már engedélyért folyamodott, akkor a kis kapcsolt erőműveknek az évtized első felében 4-8 milliárdos vesztesége keletkezik évente, amely egy kicsivel kisebb, mint alapesetben. Ezzel szemben, ha alacsony gázárak valósulnak meg, akkor az erőmű 2014-ig a fix költségeket meghaladó bevételre tesz szert, így az éves aggregát profitja ezen erőműveknek pozitív lesz. Az évtized közepétől a profit negatívvá válik az új belépőknek köszönhetően, majd 2018-tól kezdve éppen ki tudja termelni az éves fix költségeket. Ha csak a már épülő új beruházások valósulnak meg, akkor is negatív a kis kapcsoltak aggregát profitja egészen 2019-ig, és csak az évtized utolsó két évében válik rentábilissá a működés.

Összességében a parciális érzékenységvizsgálat rámutatott arra, hogy csak abban az esetben képesek a kis kapcsoltak kitermelni a fix költségeiket, ha alacsony gázárát feltételezünk.

## VII.6. A modellezési eredmények összefoglalása

Ebben a fejezetben egy regionális árampiacot szimuláló modell segítségével megvizsgáltuk, hogy a kis kapcsolt erőművek milyen hatással vannak a hazai villamosenergia-piacra, illetve kiszámoltuk, hogy képesek-e a piacra termelve gazdaságosan működni.

Az elemzésünk során rámutattunk arra, hogy a hazai villamosenergia-ára nem különbözik abban az esetben, ha a kapcsoltak teljesen bezárnak, illetve, ha továbbra is alacsony hőár mellett értékesítik a megtermelt hőenergiát. Ezen esetekben a magyarországi zsinór áram ára 1,5-2 €/MWh-al magasabb, mintha a kapcsolt termelők továbbra is kötelező átvétel keretében értékesítenék a megtermelt villamos energiát, vagy ha piacra termelnének, piaci hőár mellett.

Bemutattuk, hogy függetlenül a hőártól, a kapcsolt termelők nem képesek kitermelni az éves fix költségeiket, így hosszútávon nem életképesek még úgy sem, hogy a fix költségekbe nem számítottuk bele a tőkeköltséget (feltételezve, hogy ezen erőművek már megtérültek).

A parciális érzékenységvizsgálat során két tényező hatását vizsgáltuk: a földgáz árat, illetve a jövőbeli beruházások várható alakulását. A modellezési eredmény alapján csak alacsony gázár esetén érdemes ezen technológiákat hosszú távon is üzemeltetni, mivel ebben az esetben tudják csak a kis kapcsolt erőművek kitermelni az éves fix költségeiket, így hosszú távon képesek rentábilisan működni.

A kapott eredményt érdemes összevetni, az előző fejezet eredményeivel, ahol egy teljes beruházási életciklust vizsgáltuk. A teljes életciklus elemzésnél arra jutottunk, hogy csak magas gázárak esetén lesznek versenyképesek a kis kapcsolt erőművek. A látszólagos ellentmondás mögött kétfajta megközelítés áll. Míg az életciklus elemzés egy hosszú távú, a beruházási költségeket is magában foglaló vizsgálat, addig a modellezés rövidtávú hatásokat vizsgál, a beruházási költségeket figyelmen kívül hagyja. Ez utóbbi esetben az erőműnek az alacsony tüzelőanyag-költségek kedvezőbbek, hiszen ebben az esetben kisebb lesz a határköltségük, ugyanakkor hosszú távon a magas gázár áll a kapcsolt erőművek érdekében, mivel csak ebben az esetben tudják kellő mértékben kihasználni a primer energia megtakarításból adódó előnyt. Magas gázár mellett azonban kiszorulnak a piacról, mivel a termelésüket más technológiák veszik át. Összességében azt mondhatjuk, hogy egy új kis kapcsolt erőmű támogatás nélkül nem tud rentábilisan működni.

## VIII. JAVASLATTÉTEL A JELENLEGI KAPCSOLT TÁMOGATÁSI RENDSZER PIACBARÁT REFORMJÁRA

A kapcsolt hő- és villamosenergia-termelés állami támogatásának az európai és magyar jogszabályokban is rögzített indoklása az így elérhető primer energia megtakarítás, illetve az ebből következő javuló ellátásbiztonsági helyzet (a kapcsoltak elsősorban import gázt tüzelnek), illetve az eredő CO<sub>2</sub> kibocsátás-csökkenés.

### VIII.1. A primerenergia-megtakarítás társadalmi haszna

Társadalmi szempontból akkor kell támogatni egy piaci szereplőt, ha az olyan társadalmi hasznot hoz létre, amely a vállalatnál nem kerül elszámolásra. Azaz, ha a pozitív externáliák nem kerülnek internalizálásra. A kapcsolt erőművek haszna, hogy primerenergia-megtakarítással jár. A primerenergia-megtakarítás hasznának egy része azonban – tüzelőanyag megtakarítás formájában - a vállalatnál kerül elszámolásra.

További érvként szokott felmerülni, hogy a kapcsolt erőművek csökkentik a gázfüggést. A kérdés, hogy ez társadalmi haszonnak tekinthető-e? Véleményünk szerint ez önmagában sem jár társadalmi haszonnal, ráadásul a kapcsolt termelés alternatívája nem minden esetben a gázkazánok, és gáztüzelésű erőművek termelése. Lehetséges, hogy egyes helyeken a hőenergiát biomasszával is elő lehetne állítani, de pont a kapcsolt támogatás miatt a kapcsolt erőművek kiszoríthatják ezen megújuló termelőket a piacról.

A következőkben részletesen elemezzük azon két tényezőt, amelyek a termelő által nem elszámolt társadalmi haszonnal bírnak, így indokoltá tehetik a kapcsolt erőművek támogatását.

#### VIII.1.1. Elosztó-és átviteli hálózati veszteség csökkentéséből eredő társadalmi haszon becslése

A decentralizált termelésnek, így a kisméretű kapcsolt erőműveknek is, nagy előnye, hogy a termelés és a fogyasztás fizikailag nincs messze egymástól, így a szállítási veszteségek alacsonyabbak. Mivel ez a haszon nem kerül elszámolásra a kapcsolt termelőknél, így közgazdasági szempontból indokolt lehet a támogatása. A támogatás számszerűsítéséhez meg kell határozni, hogy mekkora az átviteli és elosztóhálózati veszteség fajlagos költsége.

14. Táblázat: Az elosztói és átviteli hálózati veszteség fajlagos költsége

	2009	2010
Elosztóhálózati veszteség teljes költsége, Mrd Ft	92,5	75,6
Átviteli hálózati veszteség teljes költsége, Mrd Ft	8,9	6,3
Rendszerterhelés	40574	39409
Elosztóhálózati veszteség fajlagos költsége, Ft/kWh	2,28	1,92
Átviteli hálózati veszteség fajlagos költsége, Ft/kWh	0,22	0,16
<b>Összesen, Ft/kWh</b>	<b>2,50</b>	<b>2,08</b>

Forrás: MAVIR (2010a); MAVIR (2010b)

Látható, hogy a teljes hálózati veszteség fajlagos költsége 2,5 Ft/kWh volt 2009-ben, és 2,08 Ft/kWh 2010-ben. Sajnos nem áll rendelkezésünkre adat a kapcsolt termelők által elért hálózati veszteség csökkenéséről, így azt feltételezzük – erős felső becslésként –, hogy a hálózati veszteség mértéke a kapcsoltak esetében 50 %-al alacsonyabb, így a fajlagos veszteség mértéke 1,04-1,25 Ft/kWh között mozog. Ha ezen költséget felszorozzuk az éves kapcsolt gázmotorok által termelt villamosenergia-mennyiségével, akkor kiszámolhatjuk, hogy mekkora a pozitív externália egy adott évben. Számításaink alapján ez 3,0 Mrd forint, ha a két év fajlagos költségének átlagával számolunk, amely még így is jelentősen elmarad a szükséges támogatás nagyságától, amely 12,6 milliárd forint (ld. 31. ábra). Ez alapján hosszú távon a villamosenergia-oldali kötelező átvételi ár nélkül, a hálózati veszteség csökkenéséből adódó haszon internalizálásával sem lenne gazdaságosan működtethetőek a kapcsolt erőművek. Ha azzal a feltevessel élünk, hogy a kapcsolt erőművi termelés egyáltalán nem járul hozzá az elosztóhálózati veszteséghez, akkor 6,1 milliárd, nem internalizált pozitív externália keletkezik. Ez még mindig jelentősen kisebb összeg, mint a szükséges támogatási igény.

### **VIII.1.2. Szén-dioxid megtakarításból keletkező pozitív externália nagyságának becslése**

Hasonló tisztán társadalmi haszon a szén-dioxid megtakarítás, amely szintén az alacsonyabb primer energia felhasználásból adódik. Mivel ezek a kisebb erőművek jellemzően egyelőre nem tartoznak az Európai Szennyezési-jog Kereskedelem (ETS) hatálya alá, így érdemes kiszámolni, hogy milyen költségen tudnak szén-dioxidot megtakarítani.

Az elhárított szén-dioxid kibocsátás költségének számszerűsítéséhez először meg kell határozni a primer energia megtakarítás nagyságát (18. Táblázat).

**15. Táblázat: Egy MWe-os gázmotor éves primerenergia-megtakarítása**

	Felhasznált tüzelőanyag, GJ/év
Kapcsolt gázmotor	50 322,6
Gázkazán	22 924,7
Kombinált ciklusú gázturbina (CCGT)	32 275,9
CCGT + gázkazán	55 200,6
<b>Primer energia megtakarítás</b>	<b>4 878,0</b>

Forrás: REKK számítás

A primer energia megtakarításból, és a fajlagos szén-dioxid kibocsátás segítségével meghatározhatjuk, hogy mekkora egy 1 MWe-os kapcsolt erőmű szén-dioxid megtakarítása. A fajlagos szén-dioxid kibocsátása a gáz elégetésének 55,82 kg/GJ, amely fizikai állandónak tekinthető. A primerenergia-megtakarítás és ezen állandó szorzataként kapjuk meg a szén-dioxid megtakarítást, amely 272,3 tonna évente. Ezt beszorozva a teljes kapcsolt gázmotorok beépített kapacitásával (509 MW), évente 138 595 tonnás CO<sub>2</sub>-megtakarítással számolhatunk. A tanulmány korábbi fejezetében kiszámoltuk, hogy a kapcsolt gázmotorok támogatás-igénye 12,6 milliárd forint évente (ld. 31. ábra), így azt kapjuk, hogy a fajlagos CO<sub>2</sub>-megtakarítás



költsége 90 913 Ft tonnánként, amelyet euróra átszámolva 324,7 €/t-ás költséget kapunk. Ez a szám 20-szorosa az európai kvótapiacon kialakuló árnak, ami 15 € körül mozog.

Ha a szükséges támogatásból levonjuk a korábban kiszámolt hálózati veszteség csökkenéséből származó pozitív externáliát, akkor azt kapjuk, hogy a CO<sub>2</sub>-megtakarítás fajlagos költsége 69,059 Ft/t, azaz 246,6 €/t.

## **VIII.2. Szabályozási javaslatok**

A szabályozási javaslatinkat külön-külön fogalmazzuk meg a kis kapcsolt termelőkre és a nagy kapcsolt termelőkre vonatkozóan, mivel más indokok szolgálnak a támogatás alapjául.

Mindkét szegmens esetében javasolt a kapcsolt erőművek villamosenergia-oldali támogatás megszüntetése, mivel az közgazdaságilag ebben a formában nem hatékony, ráadásul nem kedvező, ha a kapcsolt kapacitásokat kivonjuk a villamosenergia-piacról, mivel így csökken a verseny, amely indokolatlan áremelkedéshez vezethet a villamosenergia-piacon.

### **VIII.2.1. Kisméretű kapcsolt termelőkre vonatkozó szabályozási javaslatok**

Bármilyen tevékenységet, legyen az a kapcsolt termelés, csak akkor szabad támogatni, ha olyan társadalmi haszonnal jár, amely nem jelenik meg az adott tevékenységet folytató vállalatnál. A támogatás mértéke ugyanakkor nem haladhatja meg az ilyen hasznokat, mivel az torzítást okozhat a piacon. A kisméretű kapcsolt erőművek esetében két ilyen hasznot látunk. Egyrészt a decentralizált villamosenergia-termelésből adódóan a hálózati veszteségek alacsonyabbak, mintha a villamos energiát nagyméretű erőművekben termelték volna meg. Másrészt pedig a primer energia-megtakarításból következően kisebb a fajlagos szén-dioxid kibocsátása, mintha két külön, gáztüzelésű létesítményben állították volna elő a hőenergiát és villamos energiát.

A decentralizált termelésből adódó társadalmi hasznot vagy a hálózathasználati díjakon keresztül vagy például az elosztó hálózatra való csatlakozás díjának részleges átvállalásával lehet elismerni. A hálózathasználati díjakon keresztül érvényesítésnél az áram származási címkézése hiányában könnyebben kivitelezhetőnek tűnik a csatlakozási díj mérséklése nemcsak a kapcsolt, hanem minden decentralizált termelő számára. Ehhez hasonló támogatást alkalmaznak Németországban, ahol a kapcsolt erőművek a hálózatba betáplált villamosenergia-mennyiség után mentesülnek a villamosenergia-adó alól, valamint a betáplálási ponttól függően kevesebb hálózathasználati díjat fizetnek.

A CO<sub>2</sub> kibocsátás csökkentéséből származó társadalmi haszon elismertetésének legegyszerűbb módja az ETS kiterjesztése lenne minden szennyezőre, szektor- és méretkorlátozás nélkül. A jelenlegi szabályozás szerint azonban a 2013 után is marad a méretkorlát, ezért erre más formát kell keresni. Mivel a kapcsolt termelés termelő oldali energiahatékonysági projektnek tekinthető, ezért indokolt lenne fogyasztó oldali energiahatékonysági projektekhez (pl.: lakásszigetelés, közlekedés modernizálása, stb.) hasonlóan kezelni. Ugyanakkor az

energiahatékonyság társadalmi haszna magánhaszonként jelenik meg alacsonyabb fűtésszámla formájában. Állami beavatkozást igénylő, tisztán társadalmi haszonnak azonban csak az energia-megtakarításból származó egyéb előnyök - például CO<sub>2</sub> vagy egyéb szennyező-anyagok kibocsátása - tekinthetőek (kevesebb aszály- vagy belvízkár, alacsonyabb egészségügyi kiadások a kisebb légszennyezésnek köszönhetően). Közgazdasági szempontból mindegy, hogy a termelői vagy a fogyasztói oldal kapja-e a támogatást. A rangsor alapja a szennyezőanyag-elhárítás fajlagos költsége, ami eltér a különböző csökkentési lehetőségek (pl. közlekedés, lakásszigetelés, vagy kapcsolt erőművi termelés) esetében. Azt a szegmenst kell először támogatnia, amelyek a legolcsóbb elhárításra képesek. Ennek ideális formája CO<sub>2</sub> csökkentésre kiírt aukció lenne, ahol az állam anélkül tudná a legolcsóbbtól kiindulva (vagyis összességében a lehető legolcsóbban) csökkenteni az ország CO<sub>2</sub> kibocsátását, hogy ismerné az egyes szektorok és azon belül az egyes lehetőségek költségét. Az elkerült CO<sub>2</sub>-vel indokolható támogatás mértékét meghatározhatjuk a megtakarított CO<sub>2</sub> kibocsátás értékével, ami a tőzsdei kvótaár, hiszen ez az országon belüli csökkentéséért ez a kifizetendő maximum ár (nyilván léteznek olcsóbb csökkentési lehetőségek is). Az éves 138 595 tonnás CO<sub>2</sub>-megtakarítással és 15€-val számolva ez 580 mFt (a mai 12,6 mrd Ft helyett).

A kapcsolt erőművek (és bárki más) egyéb támogatása közgazdaságilag indokolatlan, így javasolt ezek megszüntetése. Ráadásul a jelenlegi támogatási rendszer jelentős versenytorzulást okoz mind a hőpiacon, mind a villamosenergia-piacon. Mivel a kapcsolt erőműveket a villamosenergia-oldalon támogatták meg a kötelező, hatósági átvételes árral, ezért a hőpiacon indult meg a verseny a kapcsoltak között. Ennek az lett az eredménye, hogy egyedül ezen a részpiacon tudtak versenyezni, és ezt csak úgy tudták elérni, hogy a lényegesen olcsóbban adták a hőenergiát, mint amennyibe annak előállítása került (átlagosan a tüzelőanyag-költség 80%-án). Ez két hatással járt. Egyrészt a hőpiacon az alacsony értékesítési ár miatt a fogyasztók nem a tényleges árat fizették a hőenergiáért, amely túlfogyasztáshoz vezetett, mivel a fogyasztó oldali energiahatékonysági intézkedések kevésbé lettek vonzóak a hőfogyasztók számára (pl.: szigetelés), illetve kiszorulhattak a hőpiacon támogatást nem élvező megújuló energiaforrásokból hőenergiát előállító létesítmények. Másrészt a nagyon kedvező villamos energia átvételi árak miatt szinte hőoldali bevétel nélkül is megérte beruházni. Így a hőiránti kereslet olyan helyeken is megjelent, amelyek ezen támogatási forma nélkül nem jöttek volna létre, és kevésbé hasznos célokat szolgál (pl. bevásárlóközpontok mélygarázsának fűtése).

Összességében a fent vázolt szabályozási javaslatok bevezetésével a kisméretű kapcsolt termelők kikerülnének a piacra, amely által erősödne a villamosenergia-piaci verseny.

## **VIII.2.2. Nagyméretű kapcsolt termelőkre vonatkozó szabályozási javaslatok**

A nagyméretű kapcsolt erőművek esetében a társadalmi hasznok megítélése nehezebb kérdés. Mivel ezek nem tekinthetők igazából decentralizált termelőegységeknek, ezért a hálózati tarifák általi kedvezményre nem indokolt. A kis kapcsolt erőművek másik társadalmi haszna a CO<sub>2</sub> kibocsátás csökkentéséből adódott. A nagyméretű kapcsolt erőművek CO<sub>2</sub> kibocsátása is ténylegesen kisebb, mintha két külön, gáztüzelésű létesítményben állították volna elő a hőenergiát és a villamos energiát, ugyanakkor nem egyértelmű kérdés, hogy ez az előny megjelenik-e a kapcsolt erőműnél. A kérdés ebben az esetben, hogy a hőoldalon olyan erőmű-e a helyettesítője, amely az ETS rendszer alá tartozik. Ha igen, akkor a támogatás nem indokolt, hiszen mindkét piacon (hőpiac, és villamosenergia-piac) a szén-dioxid ára beépül a költségek közül, így a primerenergia-megtakarításból származó előny a kapcsolt erőműnél jelentkezik. Ennek a kérdésnek a megválaszolása egyedi elemzéseket igényel, amely túlmutat a jelen tanulmányon.

A részletesen elemzett uniós országok közül Dániában 25 MW felett nem támogatják a kapcsolt termelőket. Hollandiában korábban 120 MW felett egyáltalán nem támogatták a kapcsoltakat, míg az ez alatti termelőket a CO<sub>2</sub>-megtakarítás alapján kaptak támogatást. 2008-tól kezdve teljesen megszűnt a kapcsolt termelés támogatása Hollandiában. Németországban azonban 2009 óta kapacitáskorlát nélkül minden olyan kapcsolt erőmű, amely megfelel az CHP irányelvben meghatározott határfok-követelményeknek, villamosenergia-termelése után prémiumot kap. Látható, hogy a nemzetközi támogatási rendszerek is igen szerteágazó képet mutatnak a nagyméretű kapcsolt termelés esetében.

Nem kedvező, ha a nagyméretű kapacitásokat kivonjuk a villamosenergia-piacról, mivel így csökken a verseny, amely indokolatlan áremelkedéshez vezethet a villamosenergia-piacon. Ezért a nagyméretű kapcsolt támogatási rendszert úgy kell kialakítani (már ha egyáltalán indokolt!), hogy az ne csökkentse a versenyt. Ehhez jó példát szolgáltat a korábbi holland támogatási rendszer, amely prémiumot biztosított a CO<sub>2</sub>-megtakarításért cserébe. Egy ilyen támogatási rezsimnél a prémium nagyságát úgy kell megállapítani, hogy az tükrözze a más szegmensekben (épület-szigetelés, fűtőkorszerűsítés, stb.) elérhető egységnyi szén-dioxid-elhárításnak a költségét. Nevezetesen, mindig azt a szegmenst kell támogatni (és a többi szegmens részére is maximálisan ennyi támogatást adni), amely a legköltséghatékonyabban tud szennyezést csökkenteni.

Összességében azt mondhatjuk, hogy a nagyméretű kapcsolt erőművek támogatása sokkal nehezebben indokolható, mint a kisméretűeké, mivel lényegesen kisebb a társadalmi haszna. Ebben az esetben egyedül a szén-dioxid megtakarítás képzelhető el, mint nem internalizált társadalmi haszon. Magyarországon ezen kapacitásokat úgy vonták a támogatás hatálya alá, hogy azok már korábban megépültek, vagyis a beruházási döntés azt tükrözi, hogy támogatás nélkül is gazdaságosan tudnak működni. A nagyméretű kapcsolt erőművek esetében

mindenképpen a jelenlegi támogatási rendszer megszüntetése javasolt, illetve annak további vizsgálata, hogy a szén-dioxid-megtakarításból származó előny az eróműnél vagy a társadalomnál keletkezik. Utóbbi esetben indokolt lehet egy CO<sub>2</sub> csökkentéshez kötött prémium áras rendszer bevezetése.

---

## **IX. MELLÉKLET: A REGIONÁLIS ÁRAMPIACI MODELL RÉSZLETES BEMUTATÁSA**

---

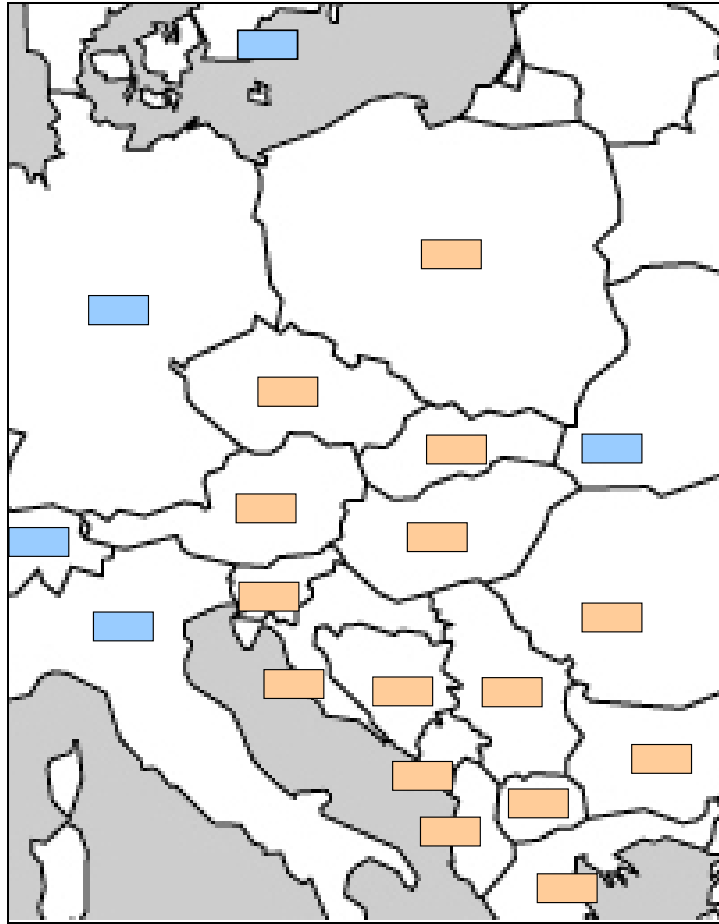
A magyar kapcsolt erőművek támogatásának villamosenergia-piaci versenyre gyakorolt hatását egy regionális árampiaci modell segítségével becsüljük meg, amelyben egyszerre szimuláljuk a közép- és délkelet-európai országok villamosenergia-piacait és az ezek közötti kereskedelmi áramlásokat.

Az általunk használt árampiaci modell árelfogadó erőműveket feltételez, miszerint az erőművek (tulajdonosai) úgy vélik, hogy termelési döntésük megváltoztatása nem hat szignifikáns módon a piaci árra. Ez az alapfeltevés a mikroökonómiai modellezésben használatos hatékony („tökéletes”) verseny egyensúlyához és egyben egy jólét-maximalizáló piaci kimenetelhez is vezet. Az árelfogadó vállalati viselkedés értelmében az erőművek akkor állítanak elő villamos energiát, ha a termelésük határkölsége alacsonyabb, mint a villamosenergia-ára az adott országban – természetesen figyelembe véve az erőmű termelési kapacitáskorlátját is.

### ***IX.1. A vizsgált országok***

Az alábbi ábra mutatja, hogy mely országokat vizsgáltuk. A kék háttérű országok az általunk megadott szomszédos piaci árakat tartalmazzák, így ezek természetesen nem a modellezési eredményeképpen alakulnak ki, hanem a bemenő paraméterek közé tartoznak. A sárgás háttérrel jelölt 15 ország egyensúlyi ára viszont modellezési eredményként adódik.

49. ábra: A modellezés során vizsgált országok



## ***IX.2. A keresleti oldal modellezése***

A modellezés során alapesetben egy rövid távú, jellemzően egyetlen órának megfeleltethető piacot szimulálunk. Vizsgálatunk tárgya ugyanakkor végső soron az éves termelés és fogyasztás, nem pedig egy adott óráé. Ezért a keresleti oldalon meghatározunk több referencia-időszakot, amelyek súlyozott átlagolásával becsüljük az egyes erőművek éves kihasználtságát és a magyarországi erőművek gázfogyasztását.

A referenciaórákat három változó mentén csoportosítottuk: évszakok (tavasz, nyár, ősz és tél), munkanap-hétvége, illetve a munkanapokon 2 csúcs- és 2 völgy-, míg hétvégéken 1 csúcs- és 1 völgyidőszakot különböztettünk meg. A fenti változók kombinációjából összesen  $4 \times (4 + 2) = 24$  referenciaórát kapunk, ezt mutatja a következő ábra.

50. ábra: Keresleti időszakok a piaci modellben

Keresleti időszak		0:00	2:00	6:00	8:00	10:00	12:00	16:00	20:00	22:00
		-	-	-	-	-	-	-	-	-
		2:00	6:00	8:00	10:00	12:00	16:00	20:00	22:00	0:00
Munkanap	CS1									
	CS2									
	V1									
	V2									
Hétfvége	CS									
	V									

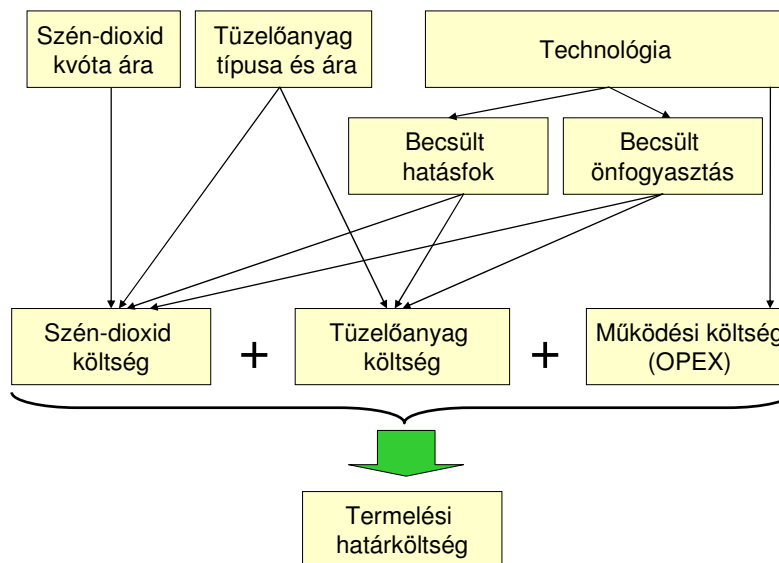
A 2010-es és az azt követő évek villamosenergia-fogyasztást múltbeli adatokon elvégzett regressziós számítások alapján becsüljük, amely során a hazai GDP-vel magyarázzuk a villamosenergia-fogyasztást. A regressziós egyenlet szerint és a jövőre vonatkozó, MNB által közölt inflációs előrejelzés alapján a hazai villamosenergia-fogyasztás növekedése 2010-ben 0,1 %-os, míg 2011-ben és 2012-ben is 0,4 %-al haladja meg a villamosenergia-fogyasztás az egy évvel korábbit.

### IX.3. A kínálati oldal modellezése

Villamos energia előállításához számos elsődleges energiaforrás áll rendelkezésre, ezek közül nagyságrendileg a legfontosabbak a szén, a földgáz, a víz- és a nukleáris energia. Mivel rövid távú versenyt modellezünk, ezért a termelési költségek közül kizárólag a határköltségekre fogunk koncentrálni. Jó közelítéssel feltételezhető, hogy egy adott technológiát tekintve az áramtermelés határköltsége különböző termelési szintek mellett is viszonylag kis intervallumban mozog; ezt figyelembe véve mi konstans határköltséggel fogunk számolni.

A határköltségek becsléséhez az 1 MWh villamos energia előállításához szükséges tüzelőanyag költségét, szén-dioxid kvótafelhasználásból adódó költséget, illetve a változó működési költségeket (OPEX) kell meghatározni. Az alábbi ábra mutatja, hogy milyen módszerrel számolható ki az egyes erőművi blokkok határköltsége.

51. ábra: Az áramtermelési határköltség becslésének módszere



Az adott technológia meghatározza az erőművi blokk hatásfokát és önfogyasztását, illetve a működési költségét. A felhasznált tüzelőanyag típusának és árának ismeretében ezen hatásfokkal és önfogyasztással korrigálva meghatározhatjuk az erőmű tüzelőanyag-költségét, illetve a szén-dioxid kvóta árának segítségével a szén-dioxid költséget is. Ezen költségelemek már a kiadott villamos energiára értendőek. Az első két költségelemhez a közvetlen működési költséget (OPEX) hozzáadva kapjuk meg az adott blokk határköltségét a kiadott villamos energiára vonatkozóan.

### IX.3.1. Hatásfok és rendelkezésre állás

Az erőműre vonatkozó energiaátalakítási hatásfokokat az egyes blokkok építési éve és a használt technológiájuk alapján becsüljük meg, míg az önfogyasztási értékeket függetlennek vesszük az erőmű működésének idejétől. A modellezés során használt értékeket a következő két táblázatban mutatjuk be.

16. Táblázat: Az egyes technológiákra jellemző energiaátalakítási hatásfok értékek és az önfogyasztás mértéke

Építés éve	Gáz- és olajtüzelésű erőművek	Szén- és biomassza-tüzelésű erőművek	Nukleáris erőművek	CCGT
1960	37,0%	35,0%	25,0%	-
1970	39,0%	37,0%	27,0%	-
1980	41,0%	39,0%	29,0%	-
1990	43,0%	41,0%	31,0%	50,0%
2000	45,0%	43,0%	33,0%	55,0%
2010	47,0%	45,0%	35,0%	58,0%

Forrás: KEMA (2005), MAVIR (2008)

17. Táblázat: A különböző technológiájú erőművek rendelkezésére állása és önfogyasztása

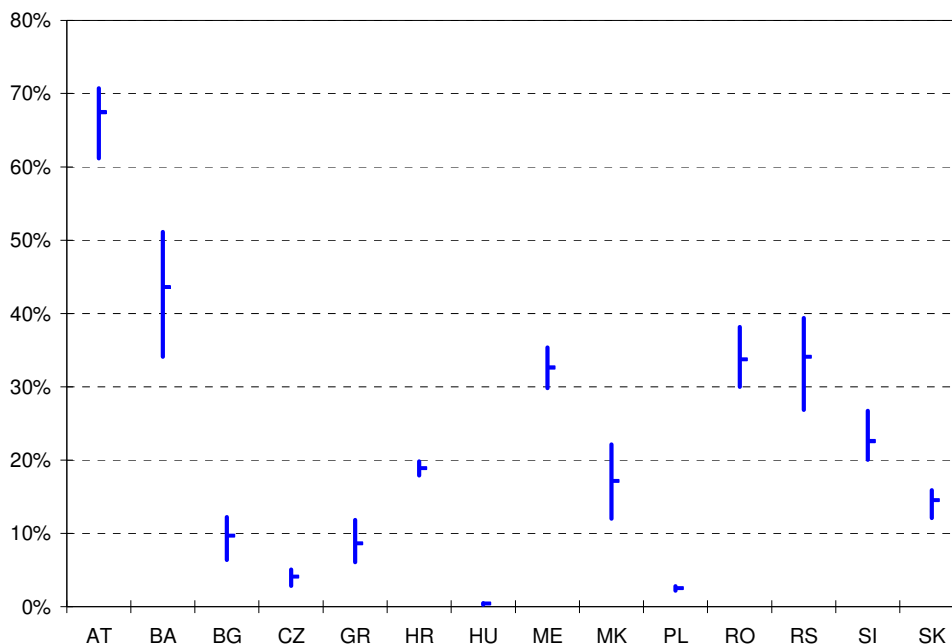
	Rendelkezésre állás	Önfogyasztás
Gáz- és olajtüzelésű erőmű	90,0%	5,0%
Szénerőmű	85,0%	13,0%
Atomerőmű	95,0%	6,0%
CCGT	90,0%	5,0%
Szélerőmű	20,0%	0,0%
Biomassza, biogáz erőmű	85,0%	13,0%

Forrás: REKK becslés, MAVIR, MEH

A vízerőműveknél az éves kihasználtság szintjét vettük alapul, ami átlagosan 15-35% körül mozog. Érdekes azonban megnézni azt is, hogy a vízerőművek éves kihasználtsága miként oszlik meg az egyes országok között. Az utolsó hat elérhető év (2003-2008) adatait felhasználva készítettük el az 0 grafikonját, amelyen a legalacsonyabb, legmagasabb és az átlagos éves vízerőművi áramtermelés hazai átlagfogyasztáshoz viszonyított arányát tüntettük fel.



**52. ábra: A vízerőművek termelésének aránya a teljes hazai fogyasztásban magas, alacsony és átlagos vízerőművi kihasználtság mellett**



Forrás: UCTE, Balkan Energy

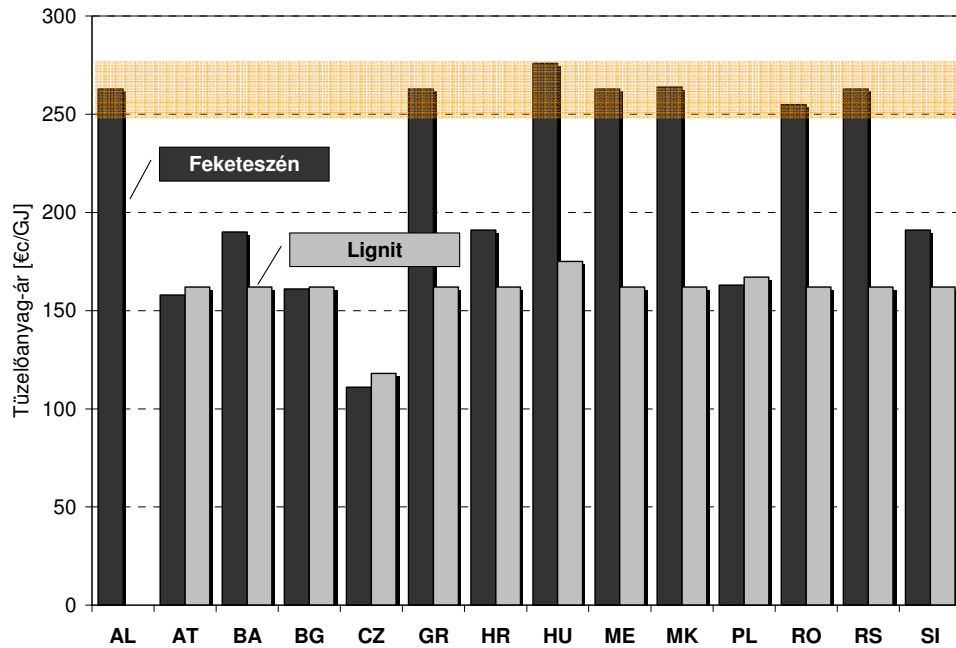
Az ábráról leolvasható, hogy a vízerőművek kihasználtsága az átlagos érték körül éves szinten jelentősen ingadozik. Továbbá az országok között is jelentős különbségek figyelhetők meg, feltehetően a vízjárásban és a teljes vízenergia-potenciál beépítettségében keresendő eltérések miatt. A modellezés során az átlagos vízerőművi kihasználtsággal számolunk.

### IX.3.2. Tüzelőanyag-költség

A határköltség meghatározásának egyik legfontosabb összetevője a felhasznált tüzelőanyag költsége. A modellezés során kilenc különböző tüzelőanyag-típust, illetve technológiát különböztettünk meg: feketeszén, lignit, földgáz, nehéz fűtőolaj (HFO), könnyű fűtőolaj (LFO), nukleáris, biomassza/biogáz, szél és vízenergia. Az utóbbi két megújuló energiaforrás esetében nem merül fel tüzelőanyag-költség.

A modellezés során reáláron számolunk, ezzel feltételezve, hogy az összes költség hasonlóan változik. A szilárd tüzelőanyag és nukleáris fűtőanyag esetében (egyéb információk hiányában) konstans reálárakkal számolunk, míg a földgáz és a két fűtőolaj esetében reálárakon is évente változó értékeket vettünk figyelembe. A következő ábra a feketeszén és a lignit költségét mutatja a különböző országokban 2009-es áron.

53. ábra: A feketeszen és a lignit költsége a modellezett országokban

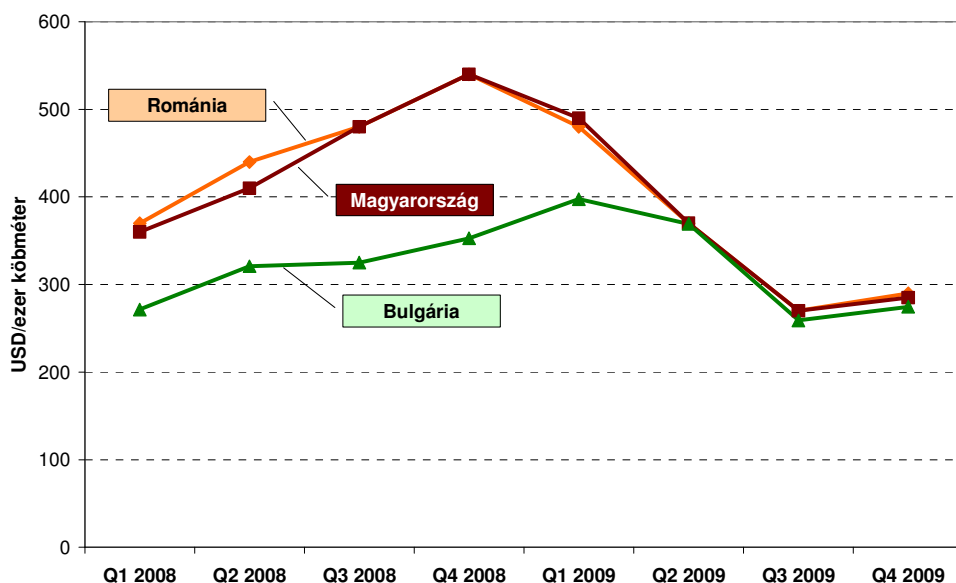


Forrás: KEMA (2005), REKK becslés

A fenti ábrán feltüntettük a nyugat-európai kikötői árakat is, amelyek 247-278 €/GJ között alakultak az elmúlt évben. A legtöbb ország esetében ennél olcsóbb szénárakat figyelhetünk meg, amely annak köszönhető, hogy helyi szenet használnak, így a szállítási költség elhanyagolhatónak vehető.

A magyar földgáz ár esetében, ahogyan azt a tanulmányban is jeleztük, a Magyar Energia Hivatal által használt árat használjuk a modellezés során is. Mivel a legtöbb, általunk modellezett országban hasonló módon árazzák a földgázt, mint hazánkban, ezért az összes modellezett országban azonos árat használunk. Ezt támasztja alá az alábbi ábra is, ahol román és bulgár földgáz-importárak mellett feltüntettük a magyarországi import árat is.

54. ábra: A romániai, bulgáriai és magyarországi földgáz importára, 2008-2009



Forrás: ANRE, HEO, SEWRC alapján REKK számítás

Feltételeztük továbbá, hogy a nukleáris erőművek alacsony határkölségen működnek, amelynek értéke 13-17 €/MWh között változik, annak függvényében, hogy mikor épültek az egyes blokkok. A biomasszát használó erőművek esetében pedig 400 €/GJ-os tüzelőanyag-költséget feltételeztünk.

### IX.3.3. Szén-dioxid költség

A szén-dioxid költség csak az Európa Uniós országok erőműveiben jelenik meg, mivel a nem Uniós országok nem tartoznak az Európai Szennyezési-jog Kereskedelem hatálya alá, így ezen létesítmények költségek nélkül bocsáthatnak ki szén-dioxidot. Ezen túlmenően a szén-dioxid költséget három fő tényező határozza meg:

- Felhasznált tüzelőanyag típusa
- Hatásfok és önfogyasztás az adott erőművi blokkban
- Szén-dioxid kvóta ára

A szén-dioxid kibocsátás tekintetében két fontos megállapítást tehetünk: az emisszió független az egyes országokban felhasznált tüzelőanyag minőségétől, illetve a kibocsátás egyenes arányban változik a felhasznált tüzelőanyag mennyiségével. A következő táblázat mutatja a fajlagos szén-dioxid kibocsátásokat.

**18. Táblázat: Fajlagos szén-dioxid emisszió különböző tüzelőanyagok esetében**

Tüzelőanyag típusa	CO2 emisszió [kg/GJ]
Víz- és szél erőmű	0
Feketeszén	93,7
Lignit	112,1
Földgáz	55,8
Nehéz fűtőolaj	77,0
Könnyű fűtőolaj	73,7
Nukleáris	0,0
Biomassza/biogáz	0

Forrás: 2003/87/EC Irányelv

Mivel a költségeket a kiadott villamos energiára vetítjük, ezért a hatásfokkal és az önfogyasztással is korrigálnunk kell.

A szén-dioxid költség egyik legfőbb összetevője a szén-dioxid kvóták árfolyama. A 0. ábra mutatja a szén-dioxid kvóta árának alakulását 2009 és 2010 első öt hónapjában legnagyobb forgalmú tőzsdén, az ECX-en.

**55. ábra: A 2010. decemberi szállítású szén-dioxid kvóta árának alakulása az ECX-en**



Forrás: European Climate Exchange (ECX)

Látható, hogy a kvóta ára a vizsgált időszakban 10-15 euró között ingadozott, így a modellezés során 15 €/tonnás szén-dioxid kvótaárral számolunk. Egy egyszerű számítás alapján a szén-dioxid költsége egy 50 %-os hatásfokú CCGT egységnek 6 €/MWh körül van, míg egy 30 %-os hatásfokú lignit-tüzelésű erőmű szén-dioxid költsége 20 €/MWh.

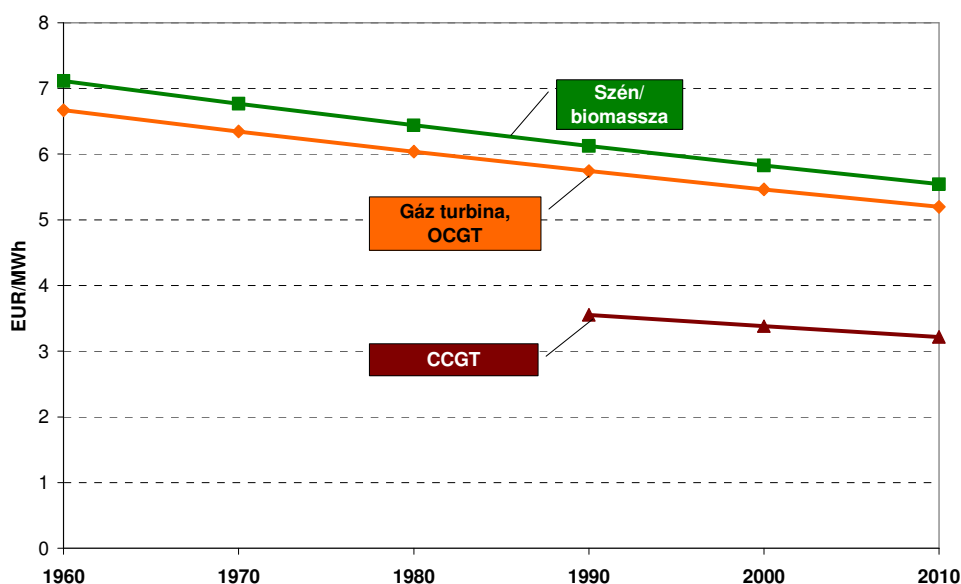
A kapcsolt erőművek esetében azonban nem számoltunk szén-dioxid költséggel. Ahogyan azt korábban bemutattuk a nagyméretű kapcsolt erőművek a modellezés során határköltsége

zérus, így a CO<sub>2</sub> költsége is nulla. A kisméretű kapcsoltak esetében azzal a feltevéssel éltünk, hogy ezek az erőművek nem tartoznak az Európai Szennyezési-jog Kereskedelem hatálya alá, mivel azok méretei, nem érik el a minimális szintet (20 MWth).

### IX.3.4. Működési költség (OPEX)

Az erőművek határköltségének harmadik összetevője – a szén-dioxid- és tüzelőanyag-költség mellett – a működési költség (operating expenditures, azaz röviden OPEX). Ezen költségek közé csak a termeléssel egyenes arányban változó költségeket számítottuk bele, vagyis azokat, amelyek befolyásolják a rövid távú termelési döntést. Az erőművek fix működési költségeit tehát nem vettük számításba. A következő ábra mutatja a modellezés során használt működési költségek nagyságát.

56. ábra: A változó működési költség különböző típusú erőműveknél



Forrás: REKK becslés

### IX.3.5. Új és bezáró kapacitások

A meglévő erőművek mellett fontos meghatározni, hogy mekkora a várható új erőművi beruházások nagysága az egyes országokban. A legjobban elérhető információkat a vizsgált régióra a Platts Energy in East Europe rendszeres adatközlései szolgáltatják.

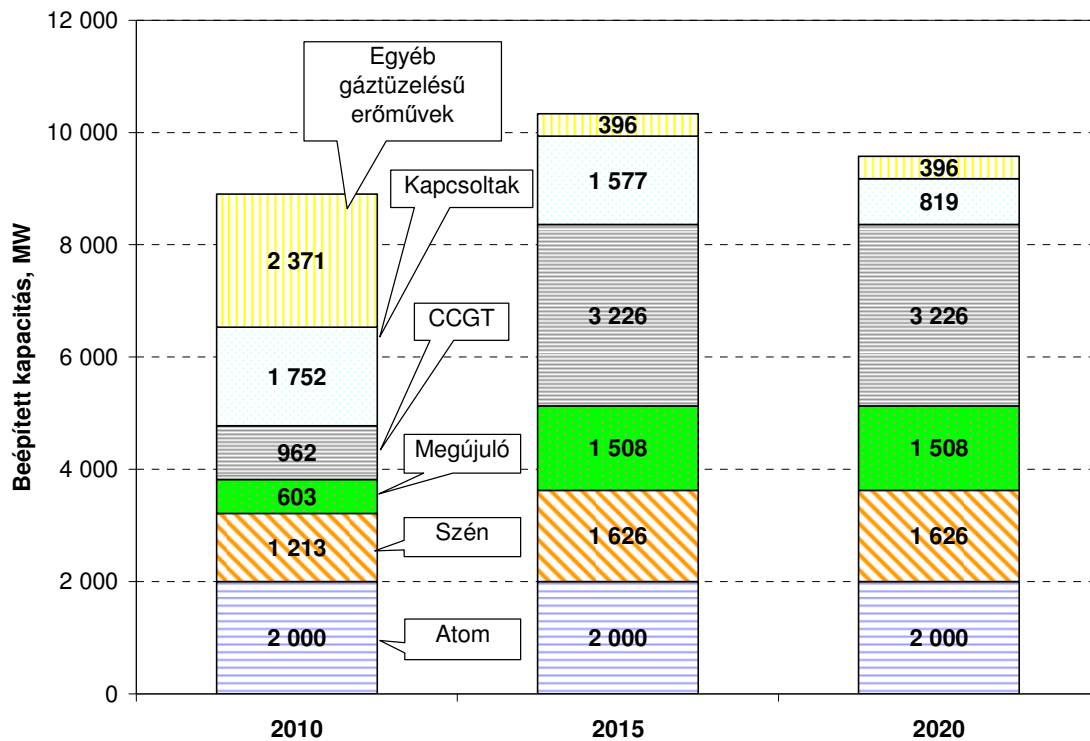
Az új beruházásokat csoportosíthatjuk tüzelőanyagok és technológiák szerint, illetve abból a szempontból is, hogy mennyire előrehaladott a beruházás. Ez utóbbiakat esetében öt különböző állapotot különböztethetünk meg:

- Már működő erőmű
- Építés alatt
- Az építés jóváhagyva

- Engedélykérelem elindítva
- Tervezési fázis

Az általunk alapesetben modellezett esetben azon új erőműveket vettük számításba, amelyek esetében az építést jóváhagyták. Az alábbi ábra mutatja, hogy 2010-ben, 2015-ben és 2020-ban milyen lesz a magyar beépített villamosenergia-kapacitás.

57. ábra: A magyarországi beépített villamosenergia-kapacitás 2010-ben, 2015-ben és 2020-ban, MW

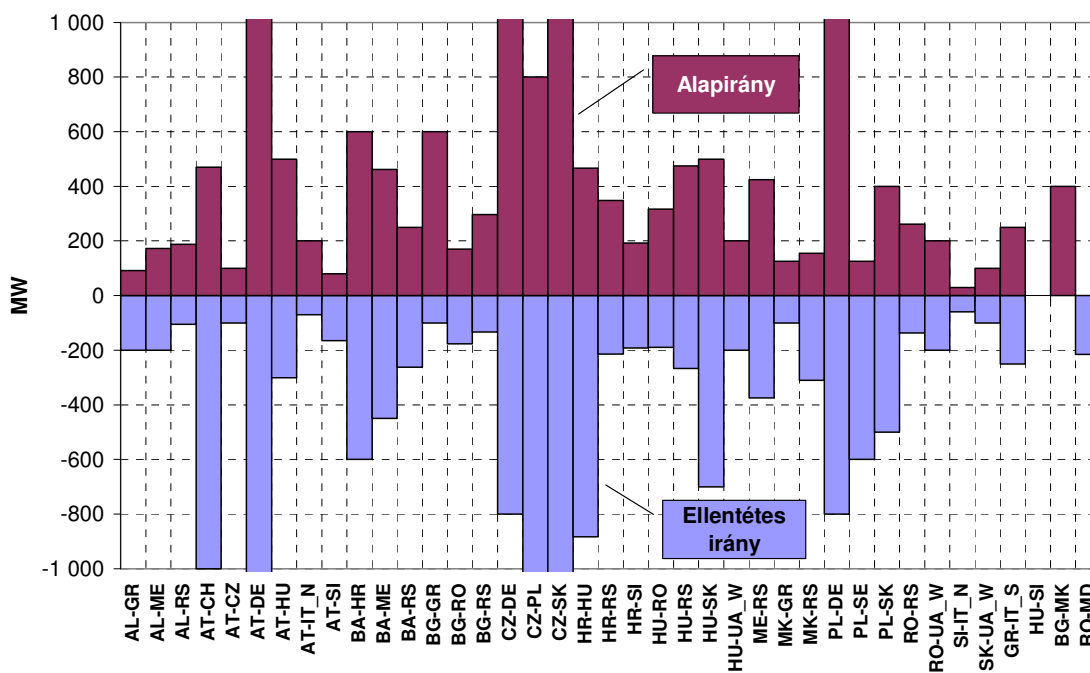


Forrás: Platts, REKK gyűjtés

### IX.3.6. Határkeresztező kapacitások

A nemzetközi kereskedelem korlátait képező határkeresztező kapacitások nagyságát a 0. ábra foglalja össze. Látható, hogy egy adott metszéken többnyire mindkét irányban egyforma nagyságú kereskedelem folyhat, de a hálózati jellegzetességek miatt olykor eltérések is adódhatnak.

58. ábra: Határkeresztező kapacitások nagysága



Forrás: ETSO, REKK becslés

#### IX.4. Környező piacok árszintje

A nagy nyugat-európai országokban, mind Németország vagy Olaszország, a villamosenergia-árát a nyersolaj és a szén-dioxid kvóta árához kötöttük a különböző keresleti időszakokban. Feltételezésünk szerint a kisebb országok felől, mind Moldova és Ukrajna, olcsó árú villamos energia áramlik a szomszédos országok felé, így a modellezés során ezen külső árakat alacsonynak vettük.

---

## X. IRODALOMJEGYZÉK

---

- Bercsi Gábor (2007): Kapcsolt energiatermelés hazai helyzetének áttekintése; előadás; Nemzeti Kapcsolt Energiatermelési Nap; 2007. április 25., Budapest
- CertiQ (2010): Villamosenergia-származást igazoló állami intézmény; (<http://www.certiq.nl/english/subsidies/MEP/default.asp#0>)
- COGEN Europe: Overview of CHP in Europe: Financial and Regulatory Support for Cogeneration, 2009
- DELTA: CHP Policy and Markets – Germany Update, 2010
- ECN: High-efficiency cogeneration in the Netherlands: Analysis of the potential for high-efficiency cogeneration and overview of barriers and recent developments (2007)
- ECX: Az ECX tőzsde honlapja
- EEA: Combined heat and power, 2010
- Energiaközpont (2010): A hasznos hőigényen alapuló kapcsolt energiatermelés belső energiapiacra való támogatásáról és a 92/42/EGK irányelv módosításáról szóló 2004/8/EK irányelv szerinti adatszolgáltatás; 2010.02.12.; <http://www.energiakozpont.hu/index.php?p=230>
- European Commission: The Renewable Energy Progress Report, SEC(2009) 503 final
- Eurostat adatbázis
- IEA: CHP/DH Country Scorecard: Denmark, 2007a
- IEA: CHP/DH Country Scorecard: Germany, 2007c
- IEA: CHP/DH Country Scorecard: The Netherlands, 2007b
- IEA: Denmark – Answer to a Burning Platform: CHP/DHC, 2008
- Joan Canton and Åsa Johannesson Lindén: Support schemes for renewable electricity in the EU, 2010 (European Commission, Directorate-General for Economics and Financial Affairs)
- Matolcsy György (2001): 2001. szeptemberi kormánybeszámoló a „Magyarország energiapolitikájáról, valamint a piacnyitásról az Európai Unióhoz való csatlakozás folyamán” háttéranyaga; <http://www.parlament.hu/irom37/0651/0651.htm>
- MAVIR (2003): A villamosenergia-rendszer közép- és hosszú távú forrásoldali kapacitásterve 2003., <http://portal.mavir.hu/portal/page/portal/Mavir/Adatpublikacio/Kapacitasterv>
- MAVIR (2009): MAVIR havi piaci jelentések, január-december



- MAVIR (2010): MAVIR havi piaci jelentések, január-augusztus
- MEH (2008): A kötelezi átvétel keretében megvalósult villamosenergia-értékesítés 2008-ban;  
[http://www.eh.gov.hu/gcpdocs/200907/microsoft\\_word\\_\\_2008\\_evi\\_kat\\_ertekeles\\_veglegesdoc\\_20090721132837.pdf](http://www.eh.gov.hu/gcpdocs/200907/microsoft_word__2008_evi_kat_ertekeles_veglegesdoc_20090721132837.pdf)
- MEH (2009): Az átvételi kötelezettség keretében megvalósult villamosenergia-értékesítés főbb mutatói 2009. évben;  
[http://www.eh.gov.hu/gcpdocs/201004/kat\\_2009\\_ev.pdf](http://www.eh.gov.hu/gcpdocs/201004/kat_2009_ev.pdf)
- MEH (2010): Az 56/2002 GKM rendelet alapján kötelező átvételre jogosult kapcsolt termelők 2010. december 31. utáni támogatásáról; Gázmotorok; A 2010. évi VII. törvény hatását is figyelembe vevő változat; 2010. március
- MEH (2010a): A 2009. és 2010. évi villamos energia elosztási díjakban elismert költségek; [http://www.eh.gov.hu/gcpdocs/201001/munkafuzet1\\_2.pdf](http://www.eh.gov.hu/gcpdocs/201001/munkafuzet1_2.pdf)
- MEH (2010b): A villamos energia átviteli rendszerirányító (MAVIR) 2009. és 2010. évi rendszerhasználati díjakban elismert költségei;  
[http://www.eh.gov.hu/gcpdocs/201001/tso\\_tarifakalk\\_2010re\\_vs7.pdf](http://www.eh.gov.hu/gcpdocs/201001/tso_tarifakalk_2010re_vs7.pdf)
- Platts (2010): Energy in East Europe, 2010. Április
- PME (Polish Ministry of Economy): Progress Report on Increasing the Share of Electricity Generated in High-efficiency Cogeneration in the Overall National Production of Electricity, Annex to the Notice of the Minister of the Economy, 2007
- POLPX Monthly Report, July 2010
- RES-LEGAL: A németországi környezetvédelmi minisztérium által gyűjtött uniós tagállamok megújuló jogszabályainak gyűjteménye, [www.res-legal.de](http://www.res-legal.de)
- SEC (2008): Energy Source, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport, Commission of the European Communities
- Streckiene, Martinaitis, Andersen és Katz: Feasibility of CHP-plants with thermal stores in the German spot market, Applied Energy 86 (2009) 2308-2316
- Stróbl Alajos (2009): Gondolatok a kapcsolt energiatermelés európai pontosításáról és a magyarországi változtatási lehetőségekről; Hatástanulmány, 2009
- Szécsényi Csaba (2009), A gázmotoros kapcsolt energiatermelés értékelése, támogatása, gazdasági vizsgálata; <http://szd.lib.uni-corvinus.hu/1839/>
- Wit: Heat Storages for CHP Optimization, PowerGen Europe 2007 (ID-94)
- Zsebik Albin: Gázmotorok jövedelmezősége, megtérülése; 2007 március;  
[http://www.eh.gov.hu/gcpdocs/200809/gm\\_meh\\_02\\_honlapra.pdf](http://www.eh.gov.hu/gcpdocs/200809/gm_meh_02_honlapra.pdf)

#### Jogszabályok:

- 109/2007. (XII. 23.) GKM rendelet az átvételi kötelezettség alá eső villamos energiának az átviteli rendszerirányító által történő szétosztásáról és a szétosztás során alkalmazható árak meghatározásának módjáról
- 34/2008-as KHEM rendelet az átvételi kötelezettség alá eső villamos energiának az átviteli rendszerirányító által történő szétosztásáról és a szétosztás során alkalmazható árak megállapításáról szóló 109/2007.(XII.23.) GKM rendelet módosításáról
- 389/2007. (XII. 23.) Korm. Rendelet a megújuló energiaforrásból vagy hulladékból nyert energiával termelt villamos energia, valamint a kapcsolatosan termelt villamos energia kötelező átvételéről és átvételi áráról
- 56/2002. (XII. 29.) GKM rendelet az átvételi kötelezettség alá eső villamos energia átvételének szabályairól és árainak megállapításáról
- Az Európai Parlament és a Tanács 2004/8/EK irányelve (2004. február 11.) a hasznos hőigényen alapuló kapcsolt energiatermelés belső energiapiacra való támogatásáról és a 92/42/EGK irányelv módosításáról
- Az Európai Parlament és a Tanács 2009/29/EK irányelve (2009. április 23.) a 2003/87/EK irányelvnek az üvegházhatású gázok kibocsátási egységei Közösségen belüli kereskedelmi rendszerének továbbfejlesztése és kiterjesztése tekintetében történő módosításáról