



Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont

Budapesti Corvinus Egyetem

Geotermikus villamosenergia-termelés lehetőségei Magyarországon

Fischer Anita, Hlatki Miklós, Mezősi András és Pató Zsuzsanna

Műhelytanulmány, 2009-2

Megrendelő:

ALCOA-KÖFÉM Kft.

Készítette:

Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont

Levelezési cím: 1093 Budapest, Fővám tér 8.

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

Telefon: (1) 482-7070 Fax: (1) 482-7037

e-mail: rekk@uni-corvinus.hu

2009. február

Vezetői összefoglaló

A geotermikus energia a Föld belsejéből származó hőenergia. Felhasználása sokrétű, termásvíz hőmérsékleten (30 °C körül) a balneológiai felhasználás dominál, 30 és 100 °C között fűtési igények kielégítése. Körülbelül 100 °C felett indul a különböző áramfejlesztési technológiák alkalmazhatósága. A geotermális erőforrásokhoz kötődő projektek magas kockázatúak, hiszen az előzetes geológiai felmérések jelentősen csökkentik, de nem képesek teljesen kiküszöbölni a sikertelen fúrásokat. A geotermális energiát mégis a megújuló energiaforrások között tartják számon, azonban közeg és/vagy a víz hőtartalmának túlzott ütemű kinyerése annak kimerüléséhez vezethet, amennyiben.

A geotermikus energia időjárástól függetlenül egyenletes termelést biztosít, méghozzá igen magas, átlagosan 72% kapacitásfaktorral. A geotermikus villamosenergia-termelés viszonylag egyenletes bővülésében fontos változás, hogy ma már nemcsak a lemezszegélyek mentén elhelyezkedő igen kedvező adottságú területeken, hanem átlagos adottságú országokban is lehetővé váltak az erőmű telepítések. Ennek oka, hogy a technikai fejlődés miatt ma már alacsonyabb hőmérsékletű tartományú erőforrásból (a mai legalacsonyabb érték 74°C) is lehetővé vált az áramfejlesztés. Magyarországon jelenleg nem működik egyetlen geotermikus erőmű sem. Ilyen építését jelenleg a MOL Nyrt. és a Pannergy Nyrt. tervezi.

A ma ipari méretekben működő geotermikus erőművek közös jellemzője, hogy az iparban régóta alkalmazott villamos áram termelő körfolyamatokat alkalmaznak. A magas hőmérsékletű erőforrások esetében a gőzerőművek technológiáját alkalmazzák. Nedves gőz esetében a vizet le kell választani (egy vagy két lépcsőben) a gőzről, mielőtt az a turbinába kerül. A binér rendszerek esetében a folyamat hőcserélő keresztül, egy vagy kettős munkaközeg segítségével zajlik. Az EGS technológiával a magas hőmérsékletű, forró, legalább 200 °C hőmérsékletű kőzetek belső energiáját bányásszuk ki, melyek megrepesztésével megnöveljük a hőleadás felületét. Az energia az így létrehozott repedés rendszeren keresztül keringett víz révén nyerhető ki.

Magyarország geotermikus adottságai kedvezőek. Egyrészt magas mind a geotermikus gradiens értéke, másrészt, az ország területének jelentős részén a felszín alatt vízzel telített és jelentős vízvezető képességű kőzetek találhatóak. Magyarországon a Zalai-régió és az Alföld egyes részei alkalmasak leginkább kis teljesítményű bináris geotermikus erőművek telepítésére. A majdani EGS rendszerek telepítésére a legígéretesebb terület az ország D-i, DK-i része (Dráva, Makó, Békés, Nagykunság és Derecske).

Összesen négy különböző technológiát (két kapacitásváltozat, két különböző mélységű kútpárra) vizsgáltunk meg a gazdaságossági elemzés során. Ezen technológiák főbb műszaki, és gazdasági számait mutatja a következő táblázat.

	2500 méter		4500 méter	
	1. technológia	2. technológia	3. technológia	4. technológia
Villamos teljesítmény (kW)	440	950	2 000	3 300
Beruházási költség (€)	739 200	1 596 000	3 360 000	5 544 000
Felszíni technológia ktg-e (Ft)	2 116 800 000	2 116 800 000	4 043 200 000	4 043 200 000
Fix költség/év	25 000 000	35 000 000	45 000 000	55 000 000
Fix ktg /öt év	80 000 000	90 000 000	120 000 000	130 000 000
Élettartam (év)	30	30	30	30
Éves működési óraszám (óra/év)	8 000	8 000	8 000	8 000
Termelt villamos energia (kWh)	2 720 000	6 800 000	15 040 000	23 440 000
Termelt hő (GJ)	92 160	0	92 160	155 520

1. táblázat A négy különböző technológiai főbb adatai

A fenti adatok felhasználásával a következő eredményeket kapjuk a beruházás megtérülésére vonatkozóan.

	Technológia	Villamos energia teljesítmény (kW)	IRR (%) - egy kút esetében	IRR (%) - két kút esetében
Hőértékesítés nélkül	1. technológia	440	-	-
	2. technológia	950	-	-
	3. technológia	2 000	4.5%	-
	4. technológia	3 300	8.2%	3.7%
Hőértékesítéssel	1. technológia	440	9.6%	4.3%
	2. technológia	950	-	-
	3. technológia	2 000	9.8%	4.5%
	4. technológia	3 300	16.0%	8.8%

2. táblázat A vizsgált esetek gazdaságossági elemzése, alapeset

A fentiekből látható, hogy hőértékesítés nélkül csak a negyedik, legnagyobb teljesítményű erőmű lehet gazdaságosan megvalósítani, a többi egyáltalán nem. Hőértékesítés esetében már az 1. és a 3. technológia is gazdaságos lehet. Ugyanakkor fontos két megjegyzést tenni, amely alapján befolyásolja a projekt megtérülését. Először is a hőértékesítés nem igazán reális, mivel kicsi az esély arra, hogy olyan helyen lehet erőművet létesíteni, ahol van

nagy hőfogyasztó. Abban az esetben, ha az erőmű megépítése után kerül egy nagy hőfogyasztó a területre, akkor a hőt csak lényegesen olcsóbban lehet értékesíteni, és nem a fentiekben számolt, gázár alapján. Másodszor a fenti eredményeket két esetre is kiszámoltuk: az első esetben elegendő egy kútpárt fúrni, és az egyből sikerrel jár, míg a második esetben az első kút fúrása sikertelen, és csak a második jár eredménnyel. Ebben az esetben hőértékesítés nélkül egyik projekt megvalósítása sem javasolt, míg hőértékesítés esetében is legfeljebb a 4. technológia. Azzal a feltételezéssel élünk, hogy a hőt a gáz árán tudja eladni az erőmű üzemeltetője. Ugyanakkor látni kell, hogy ezen feltételezés erősen optimista, mivel a geotermikus erőművet nagy valószínűséggel olyan helyre kell építeni, ahol nincs helyben nagy hőfogyasztó, így csak akkor lehet a hőt értékesíteni, ha később az erőműre létesül egy hőfogyasztó, amely várhatóan csak nagyon optimális esetben fogja a gáz árán vásárolni a hőt.

Összességében azt tapasztaltunk, hogy a jelenlegi technológiák mentén geotermikus erőműbe történő befektetés nem tekinthető kifizetődőnek.

Tartalomjegyzék

<i>Vezetői összefoglaló</i>	<i>1</i>
<i>Tartalomjegyzék</i>	<i>4</i>
<i>Ábrák és táblázatok jegyzéke.....</i>	<i>5</i>
<i>Bevezetés.....</i>	<i>7</i>
<i>A geotermikus energia hasznosítása: alapfogalmak.....</i>	<i>7</i>
<i>Geotermikus villamosenergia-termelés a világban</i>	<i>16</i>
<i>A geotermikus alapú villamos-áram termelési technológiák.....</i>	<i>19</i>
<i>A hazai geotermikus erőforrások.....</i>	<i>27</i>
<i>A magyarországi geotermikus bázison megvalósítható villamos áram termelési projektek beruházási költségeinek becslése.....</i>	<i>38</i>
<i>Gazdaságossági elemzés.....</i>	<i>47</i>
<i>Melléklet: A cash-flow alapú értékelési eljárás bemutatása</i>	<i>52</i>
<i>Felhasznált irodalom.....</i>	<i>62</i>

Ábrák és táblázatok jegyzéke

1. ábra Kedvező geotermikus területek lemeztektonikai meghatározottsága.....	8
2. ábra A geotermikus energia hasznosításának lehetőségei a hőmérséklet függvényében..	9
3. ábra Egy termelő és egy visszasajtoló kútból álló kétkutas alapmodell.....	10
4. ábra Az USA-ban működő áramfejlesztési technológiák szén-dioxid-kibocsátásainak összehasonlítása	12
5. ábra Számított időbeli hőmérséklet-változás egy fúróluk-hőcserélő környezetében (50 m mélységben, 1 m távolságra) a termelési és a feltöltődési időszakra	14
6. ábra A kitermelt víz hőmérsékletének változása különböző termelési-pihentetési időszakok esetén kétkutas rendszerre vonatkozóan.....	15
7. ábra A beépített villamosenergia-termelő kapacitás változása (tény és előrejelzés)	17
8. ábra A 2007-ben működő beépített villamosenergia-termelő kapacitások.....	17
9. ábra Geotermikus villamosenergia-termelés 2050-re becsült lehetőségei.....	18
10. ábra A beépített kapacitás és a villamosenergia-termelés várható alakulása	18
11. ábra Száraz gőz erőmű (<i>Direct steam</i>) elvi rajza.....	20
12. ábra Single flash erőmű elvi rajza.....	20
13. ábra Double flash erőmű elvi rajza.....	21
14. ábra ORC erőmű elvi rajza.....	21
15. ábra Az EGS rendszer.....	23
16. ábra Hőmérséklet 1000 m mélységben a felszín alatt	28
17. ábra Hőmérséklet 2000 m mélységben a felszín alatt	28
18. ábra A karbonátos rezervoárok elterjedése és energiasűrűsége (GJ/m ²).....	29
19. ábra A 200 °C-os izoterma elhelyezkedése Magyarországon.....	32

20. ábra A 4. technológia belső megtérülési rátájának eloszlása Monte-Carlo szimulációval	50
21. ábra A 3. technológia belső megtérülési rátájának eloszlása Monte-Carlo szimulációval	51
22. ábra: A diszkontált cash-flow alapú értékelési eljárás működése	52
23. ábra: A sztochasztikus változó várható értékének meghatározása	55
24. ábra: A sztochasztikus változó várható értékének hisztogramja	55
1. táblázat A négy különböző technológiai főbb adatai	2
2. táblázat A vizsgált esetek gazdaságossági elemzése, alapeset	2
3. táblázat A geotermikus erőmű üzemszakaszai közben a különféle közegekre gyakorolt hatások	12
4. táblázat A világ megújuló alapú villamosenergia-termelésének tüzelőanyag szerinti megoszlása (2006)	16
5. táblázat: A négy különböző technológiai főbb adatai	47
6. táblázat A vizsgált esetek gazdaságossági elemzése, alapeset	48
7. táblázat A vizsgált esetek gazdaságossági elemzése, egy sikertelen fúrás esetén	49
8. táblázat A parciális érzékenységvizsgálat nettó jelenértéke és belső megtérülési rátái	50
9. táblázat A PM és az MNB által becsült inflációból, és az állampapírok éves nominális hozamából számolt reálhozam	58
10. táblázat A különböző forgatókönyvekhez tartozó éves diszkontráták, %	58
11. táblázat Árfolyam forgatókönyvek	59
12. táblázat A jelenlegi átvételi ár és a zónaidők egy geotermikus erőműre vonatkozóan	59
13. táblázat Gázár forgatókönyvek	61

Bevezetés

Jelen tanulmány célja kettős. Egyrészt bemutatja a geotermikus energia villamosenergia-termelési célú hasznosításának technológiai lehetőségeit, másrészt szakmai becslések alapján elemzi a Magyarország geotermikus potenciálján megvalósítható jellegzetes projekt gazdaságossági mutatóit. Fontos megjegyezni, hogy a geotermikus erőművi beruházások igen magas geológiai kockázatúak, vagyis a villamosenergia-termeléshez elégséges mennyiségű és hőmérsékletű erőforrás megléte kellően megalapozott geológiai előtanulmányokkal valószínűsíthető ugyan, de nem garantált.

A tanulmány első részében bemutatjuk a geotermikus alapfogalmakat és a geotermikus alapú villamosenergia-termelés jelenlegi helyzetét. Ezek után tárgyaljuk a különböző ipari méretekben használt technológiák jellemzőit, illetve a geotermikus erőforrások felhasználási lehetőségeit nagyságrendileg bővítő, de ma még csak kísérleti léptékben alkalmazott EGS technológiát. A tanulmány második felében értékeljük a magyarországi geotermikus potenciált, illetve 4 különböző kapacitás esetén becsüljük egy Magyarországon megvalósítható geotermikus erőmű gazdaságossági paramétereit. A kapott eredményeket érzékenységvizsgálatoknak vetjük alá a kapott eredményeket a nagyobb megbízhatóság érdekében.

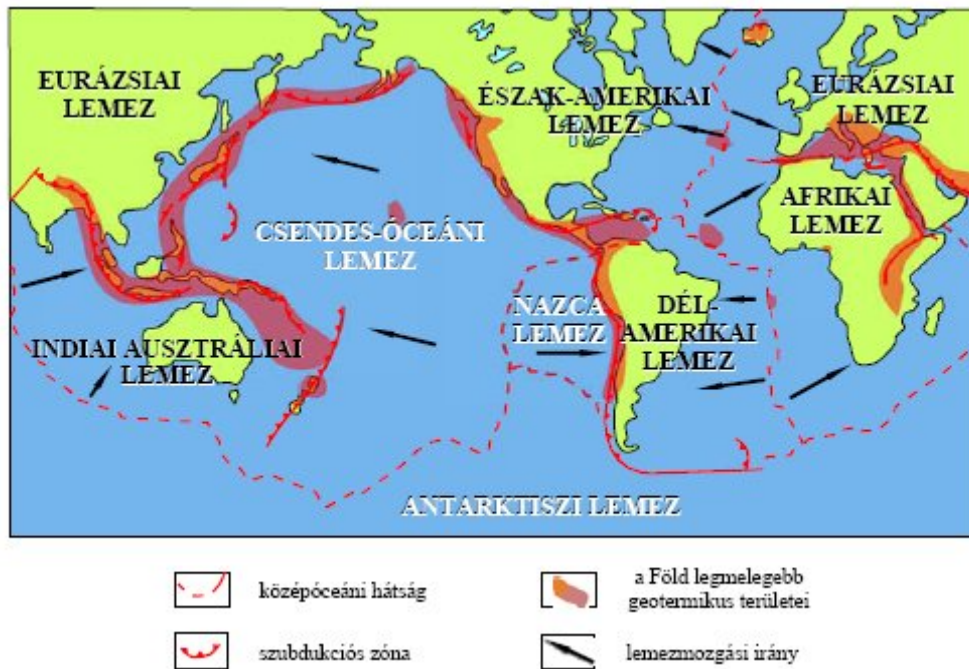
A geotermikus energia hasznosítása: alapfogalmak

A geotermikus energia a Föld belsejéből származó hőenergia, amely a főként a földkéregben előforduló hosszú felezési idejű radioaktív elemek bomlási hőjéből származik. Ez a hő a Föld felszíne felé áramlik a felszín és a mélyebb zónák közötti hőmérséklet-különbség hatására.

A hőenergia-áramlás kifejezője a földi hőáramsűrűség (röviden hőáram), amely az egységnyi földfelületen, egységnyi idő alatt átáramló hőmennyiség mutatója. Eloszlása a felszínen nem egyenletes, a kontinenseken 65, az óceánok területén 101 mW/m² átlagértéket vesz fel. A geotermiában használt másik fontos mutató a geotermikus gradiens, amely a felszín alatti hőmérséklet-növekedést adja meg. Értéke világszerte 10 és 60 °C/km között változik. A hőáram megközelítőleg a geotermikus gradiens és a kőzet hővezetőképességének szorzata. (Az egyes kőzettípusok ugyanis eltérő összetételük miatt, másként vezetik a hőt.)

A geotermikus gradiens értéke kiugróan magas olyan lemeztectonikai helyzetű területeken, mint a szubdukciós zónák -ahol az egyik lemez a másik alá bukik-, így a Csendes-óceán és Amerika nyugati partjainál, továbbá az óceánközepi hátságok zónájában -ahol a lemezek távolodnak egymástól és a feláramló köpenyanyagból új óceáni kéreg képződik-, például Izland térségében. A lemezszegélyek aktív vulkáni zónáiban

találhatóak a legfontosabb, villamos energia-előállítására hasznosítható mezők: Olaszország, Izland, Indonézia, Fülöp-szigetek, Új-Zéland, Japán, USA területén (1. ábra).



1. ábra Kedvező geotermikus területek lemeztectonikai meghatározottsága

Forrás: Mádlné, 2008

Elég csak számos termálvizes fürdőnkre gondolni, hogy tudjuk Magyarország geotermikus adottságai kedvezőek, ám ez nem a Pannon-medence lemeztectonikai helyzetéből adódik. Ezen adottságok magyarázata az, hogy a Pannon medence alatt a földkéreg az átlagosnál vékonyabb, így a magas hőmérsékletű felszín alatti képződmények közelebb vannak a felszínhez.

A geotermikus rendszerek

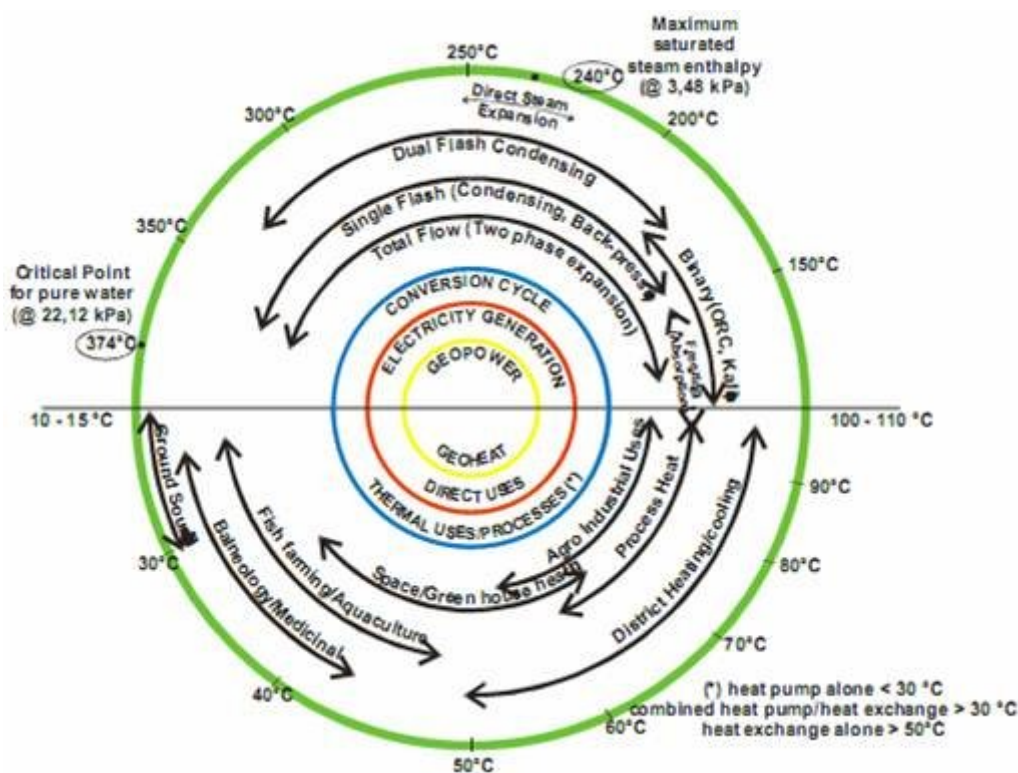
A geotermikus rendszereknek három fő eleme van: a hőforrás, a hő tározására alkalmas, jó vízvezető képességű kőzet és a magas hőmérsékletű fluidum, amely lehet víz, gőz, vagy ezek keveréke.

A hőforrást, a földkéregben található hosszú felezési idejű radioaktív elemek bomlási hője jelenti. Szükség van a hő közvetítésére megfelelő módon alkalmas kőzetre, amely képes a hő tárolására, és átadására is. Fontos, hogy a kőzet megfelelő vízvezető képességű legyen, hogy át tudja adni a hőjét a fluidumnak, amely a geotermikus rendszerek elengedhetetlen része. A fluidum lehet víz, gőz, vagy ezek keveréke, amely kitermelése révén a föld hője

kinyerhető. A fenti három elem közül a hőforrásnak természetesnek kell lennie, a másik két elem mesterséges is lehet.

A geotermikus energiaforrásokat kis, közepes és nagy entalpiájú vagy hőmérsékletű rendszerek csoportjába sorolhatjuk. Kis hőmérsékletű készletekről 90°C alatt, közepesekről 90-150°C között, míg nagy hőmérsékletű készletekről 150°C fölött beszélhetünk (Muffler és Cataldi, 1978, in Mádlné Szőnyi 2006).

A geotermikus energia felhasználása sokrétű, termásvíz hőmérsékleten (30 °C) a balneológiai felhasználás dominál, 30 és 100 °C között fűtési igények kielégítése és körülbelül 100 °C felett indul a különböző áramfejlesztési technológiák alkalmazhatósága (2. ábra).

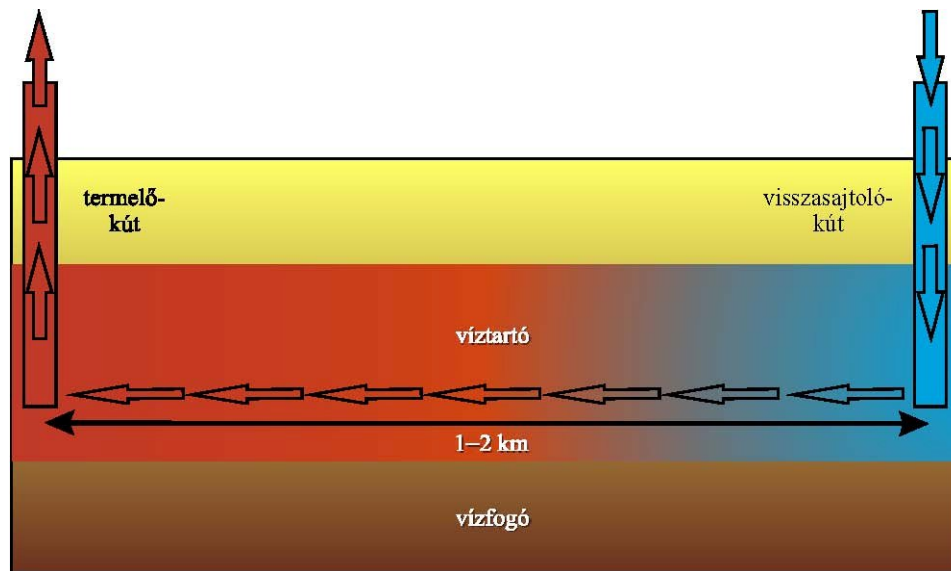


2. ábra A geotermikus energia hasznosításának lehetőségei a hőmérséklet függvényében

Forrás: Ungemach, 2003

A geotermikus rezervoárokból tárolt fluidum és hő mennyisége a kinyerés hatására érhető módon csökken. A geotermikus erőforrásokból kitermelt hő és víz visszaáramlik, azaz utánpótlódásuk a felhasználás helyén megtörténik. A geotermikus rezervoárok hasznosításakor figyelemmel kell lenni a rezervoárból kinyerhető közeg mennyiségére és a fenntartható kinyerés sebességére. Elengedhetetlen ezek összevetése a technológiai követelményekkel.

A geotermikus rendszerek természetes utánpótlódása kiegészíthető mesterséges utánpótlással is, ekkor a fluidumot az energia kinyerése után egy visszasajtoló kút segítségével visszajuttatják a tározóba. Ezeket a kétkutas (*doublet*) rendszereket már sok éve használják.



3. ábra Egy termelő és egy visszasajtoló kútból álló kétkutas alapmodell

Forrás: Mádlné, 2006

Korábban a geotermikus energia használata az előzőekben bemutatott, aktív lemezszegélyi területekre korlátozódott. Ezek az erőművek természetes eredetű geotermális fluidumot hasznosítottak, így azonban jelentős hőtartalékok kiaknázatlanul maradtak. A földhőalapú geotermikus rendszerek kihasználására új technológiát dolgoztak ki, ez a mesterséges földhőrendszer (*Enhanced Geothermal System - EGS*).

Geotermikus erőforráshoz kapcsolódó kockázatok

A geotermális erőforrásokhoz kötődő projektek magas kockázatúak. Habár ezek a kockázatok nem küszöbölhetőek ki teljesen, számos lépés révén minimalizálhatóak, illetve kezelhetőek. A fejlesztés előtti kockázatok körébe tartozik a geotermális erőforrás mérete, hiszen az erőforrásnak területileg és vertikálisan elég nagynek kell lennie ahhoz, hogy a tervezett felhasználásnak megfelelő ellátást kellő biztonsággal el tudja látni. Kockázatot rejthet a rezervoár permeabilitása, azaz a közeg vízátengedő képessége. A geotermális rezervoárnak eléggé permeabilisnak kell lennie, hogy a víz révén a kőzetek hője kinyerhető legyen. Kockázati tényező a geotermális folyadékok nem kondenzálható gáztartalma, amit döntően a szén-dioxid tesz ki. Fontos kiemelni, hogy a geotermális

erőforrások felhasználásához kötődően kibocsátott szén-dioxid mennyisége jóval alatta a marad a fosszilis erőforrások felhasználása során kibocsátott mennyiségnek. A magas gáztartalom több okból sem kívánatos: gyakran kalcit kiváláshoz vezet, környezeti problémákat okozhat a használt víz elhelyezésekor. A geotermális fluidum savassága is kockázatot jelenthet, mivel a kútban és a csővezetékekben korróziót idézhet elő.

Működés közben kockázatot jelenthet a vízkőképződés (főként kalcit és szilícium-dioxid kiválás) a felszín alatti és a felszíni létesítményekben. A fúrólukban kiváló kalcit a tömegáram csökkenéséhez vezethet. A szeizmicitás főként a tektonikailag aktív területeken és az EGS rendszerek esetében reális kockázati tényező, amely utóbbi esetben figyelő kutakkal folyamatosan monitorozásra kerül.

A fenti kockázati tényezők közül a projektek megvalósulásához az alábbi tényezők vezethetnek:

- alacsony hőmérséklet,
- rossz vízvezető képesség, és az
- erősen savas folyadékok.

A kockázat csökkenthető, ha egy létező fúrást használnak egy új helyett, és az erőforrás tulajdonságai megbecsülhetőek bármilyen fejlesztés megkezdése előtt. Egy létező fúrás használata azonban más természetű kockázatokat vet fel: a fúrás állapotát, annak a korát stb. A fúrással járó kockázat csökkenthető geológiai, szeizmológiai ellenőrzésekkel a kút helyének kiválasztása előtt.

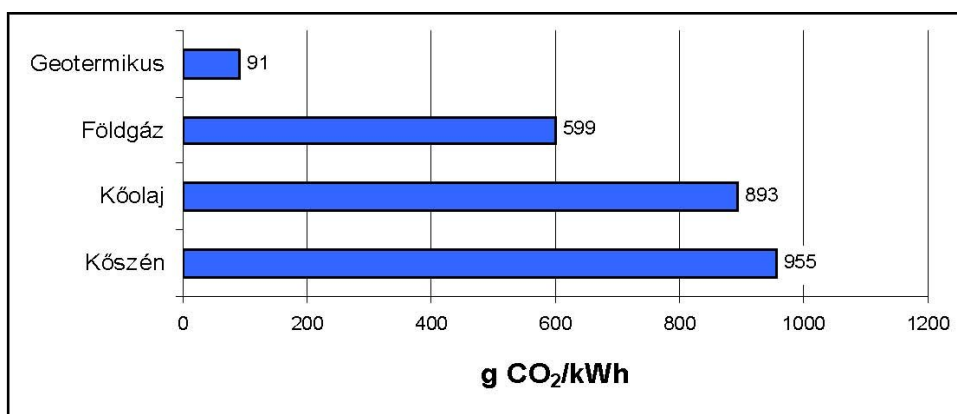
A geotermikus erőművek környezeti hatásai

A geotermikus technológiát környezetbarát technológiának tekintik, ám ahogy a többi villamosenergia-termelési technológia, a geotermikus erőművek is változást okoznak környezetükben (3. táblázat).

		Víz (felszíni vagy felszín alatti)	Levegő	Táj
Kutatási, fejlesztési fázis		Gőzkitörés – felszíni víz hőmérséklete nőhet (védelem: kitörésgátló)		Infrastruktúra kiépítése
Működési fázis		Geotermikus fluidum kikerülése – szennyezés Hűtőhatás	Geotermikus gőz kibocsátása (szén-dioxid, kén-hidrogén)	Talajsüllyedés

3. táblázat A geotermikus erőmű üzemszakaszai közben a különféle közegekre gyakorolt hatások

A fenti hatások közül kiemelendő a geotermikus gőz működés közbeni folyamatos kibocsátása. A keletkezett gőz szén-dioxid tartalma a fosszilis energiahordozók hasznosítása során kibocsátott mennyiség töredéke (4. ábra).



4. ábra Az USA-ban működő áramfejlesztési technológiák szén-dioxid-kibocsátásainak összehasonlítása

A geotermikus fluidum kémiai összetétele változatos, a közel semleges és viszonylag híg oldatoktól a savas kémhatású, magas oldott sótartalmú termálvizekig. A használt melegvíz bevezetése felszíni vizekbe a felszíni vizek hőmérsékletének emelkedését okozhatja, ez a hőszennyezés pedig az ökoszisztéma károsodásához vezethet.

A visszasajtolás több nem kívánatos környezeti következmény elkerülését is elősegítheti. Ezáltal ugyanis elkerülhető a légkörbe és a hidroszférába történő kijutás, ugyanakkor a hulladékhővel kapcsolatos problémák is megoldhatóak.

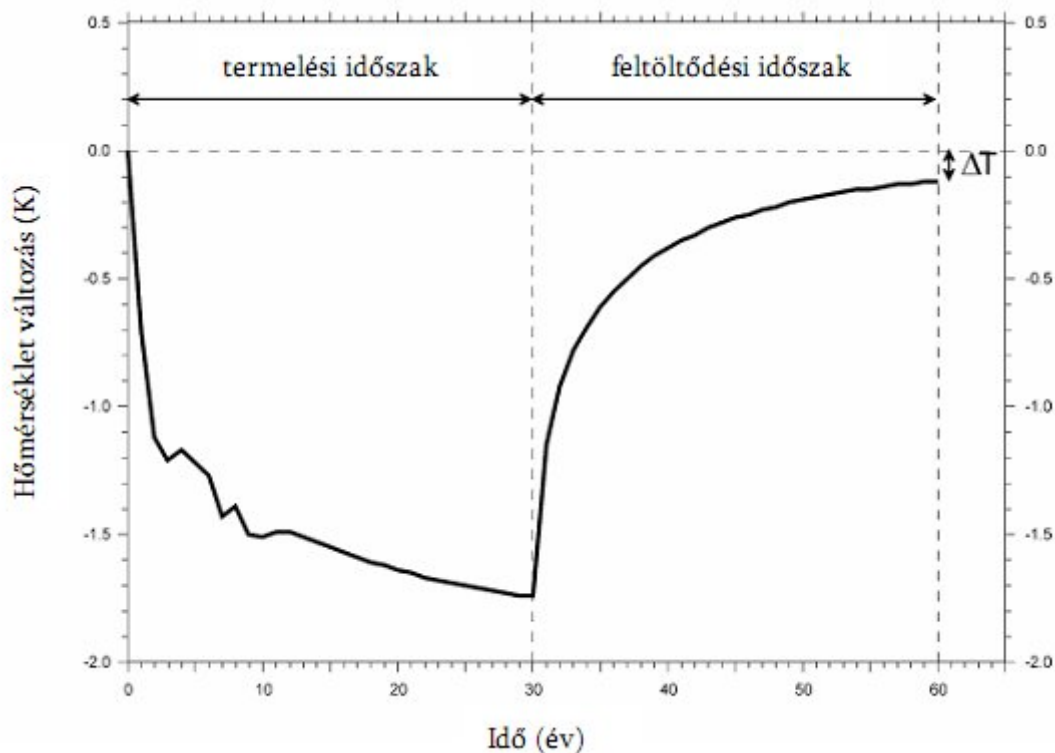
Amikor egy geotermikus rezervoárból jelentős mennyiségű vizet nyernek ki, talajrozkadás, felszínsüllyedés következhet be. Általában ez több év leforgása alatt néhány centiméteres, ritkán méteres nagyságrendű szintváltozáshoz vezet. A geotermikus erőmű épületei azonban ilyen kis süllyedés hatására is megrongálódhatnak.

A geotermikus készletek fenntartható hasznosítása

A geotermális erőforrások felhasználása a közeg és/vagy a rezervoár hőtartalmának kinyerésével jár, ami kimerüléshez vezethet. A geotermális energiát mégis a megújuló energiaforrások között tartják számon, kérdés azonban, hogy milyen mértékben, és egyáltalán milyen időskálán helytálló ez a kijelentés. A geotermikus erőforrásokból kitermelt hő és víz visszaáramlik, azaz utánpótlódásuk a felhasználás helyén megtörténik. Ez a folyamat emberi léptékkal mérhető időt vesz igénybe. Fontos kérdés, hogy a kitermelés és a megújulás milyen kapcsolatban áll egymással, mivel ez határozza meg a termelés fenntarthatóságát.

Szerte a világon évszázadok óta hozamcsökkenés nélkül vizet és hőt szolgáltató hévforrások azt igazolják, hogy a felszíni megcsapolódás és a mélybeli fluidum- és hőutánpótlódás között egyensúly áll fenn. Az egyensúlyi hő- és vízkitermelés során nem veszünk ki többet a természetes utánpótlódásnál. Az egyensúlyi kitermelés azonban gyakran nem gazdaságos, ami a tározó kimerüléséhez vezető természetes utánpótlódás ütemét meghaladó termelésre ösztönöz (Rybach, 2000).

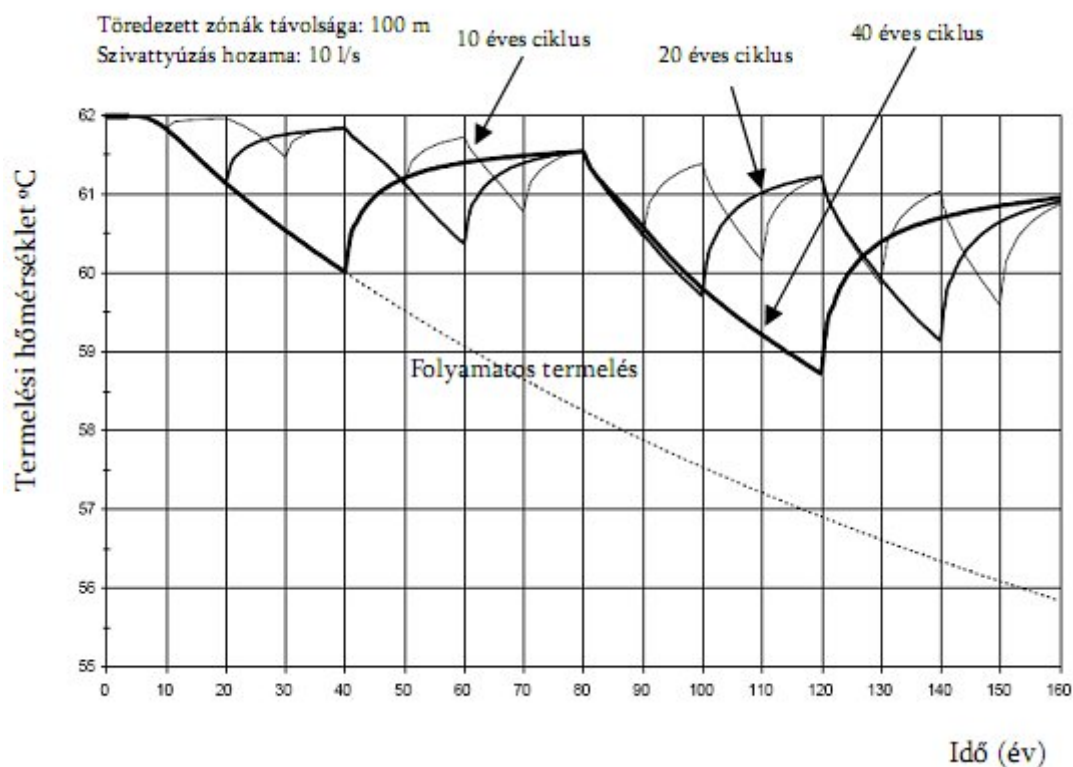
A termelés leállítását követően természetes folyamatoknak köszönhetően megkezdődik a geotermikus helyreállítás, amely a beavatkozás előtti tározó-állapotok visszaállítását jelenti (Rybach 2003). A visszaállítás során – ami numerikus szimulációval vizsgálható-, a beáramlás kezdetben intenzív, majd egyre lassul (5. ábra). Az eredeti szint elérése elvileg végtelen ideig tart, a gyakorlatban azonban 95%-os feltöltődés már jóval korábban megtörténik. A tározó típusától és a használat módjától függően a kitermelési időszaknak megfelelő idő eltelte után általában bekövetkezik (Rybach, 2003).



5. ábra Számított időbeli hőmérséklet-változás egy fúróluk-hőcserélő környezetében (50 m mélységben, 1 m távolságra) a termelési és a feltöltődési időszakra

Forrás: Rybach 2000

A nagy entalpiájú ($T > 150^{\circ}\text{C}$) rendszerek esetében 50 éves termelés után a teljes megújulás akár néhány száz évig is eltarthat, mivel ezek megújulása helyben történik (Mádlné, 2006). A mesterségesen kifejlesztett földhőrendszereknél (EGS) a helyreállítás valószínűleg legalább annyi ideig tart, mint az üzemeltetés (Rybach, 2000). Kétkutas rendszerekre a modellezést fűtésre használatos, az erőművekben hasznosított közegnél alacsonyabb hőmérsékletű vízre készítették el. Különböző kitermelési és pihentetési periódusokat vizsgáltak, annak érdekében, hogy az ideális ciklus hossza meghatározható legyen. Eredményként az adódott, hogy rövid termelési-pihentetési időszakok alkalmazásával hosszú távon több energia nyerhető ki, mivel a kitermelt víz hőmérséklete annál magasabb marad, minél rövidebb a ciklus (6. ábra).



6. ábra A kitermelt víz hőmérsékletének változása különböző termelési-pihentetési időszakok esetén kétkutas rendszerre vonatkozóan

Forrás: Rybach, 2000

A leggazdaságosabb kihasználás érdekében a megfelelő termelési-pihentetési időszak meghatározását területenként, az adott geológiai, geofizikai, műszaki paraméterek figyelembevételével célszerű elvégezni.

Geotermikus villamosenergia-termelés a világban

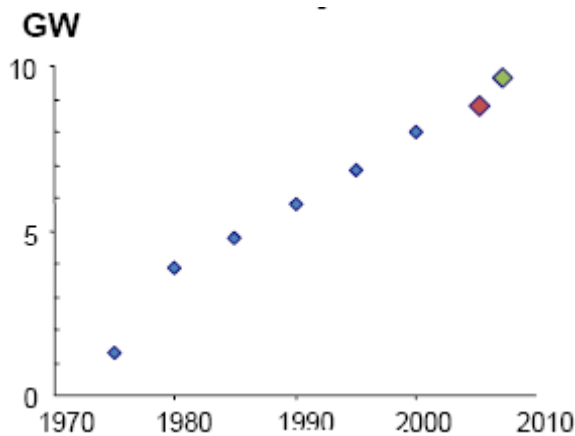
A geotermikus energia villamos energia célú felhasználása a megújulók közül csak a nap és a tengermozgás energiájára alapozott termelést előzi meg: messze elmarad a víz és biomassza mellett, illetve egyre inkább a szélétől is, amely az elmúlt évtizedben robbanásszerűen megnőtt (4. táblázat). A geotermikus energia időjárástól függetlenül egyenletes termelést biztosít, még hozzá igen magas, átlagosan 72% kapacitásfaktorial (Bertani, 2008). A közeljövőben ez várhatóan eléri a 90%-ot, amire egyes erőművek ma is képesek.

	GW	%	TWh	%
víz	919	87,2	3035	87,5
biomassza és hulladék	45	4,3	239	6,9
szél	74	7,0	130	3,7
geotermikus	9	0,9	59	1,7
nap	7	0,7	4	0,1
ár-ápmály/hullámzás	0	0,0	1	0,0
Összesen	1054		3468	

4. táblázat A világ megújuló alapú villamosenergia-termelésének tüzelőanyag szerinti megoszlása (2006)

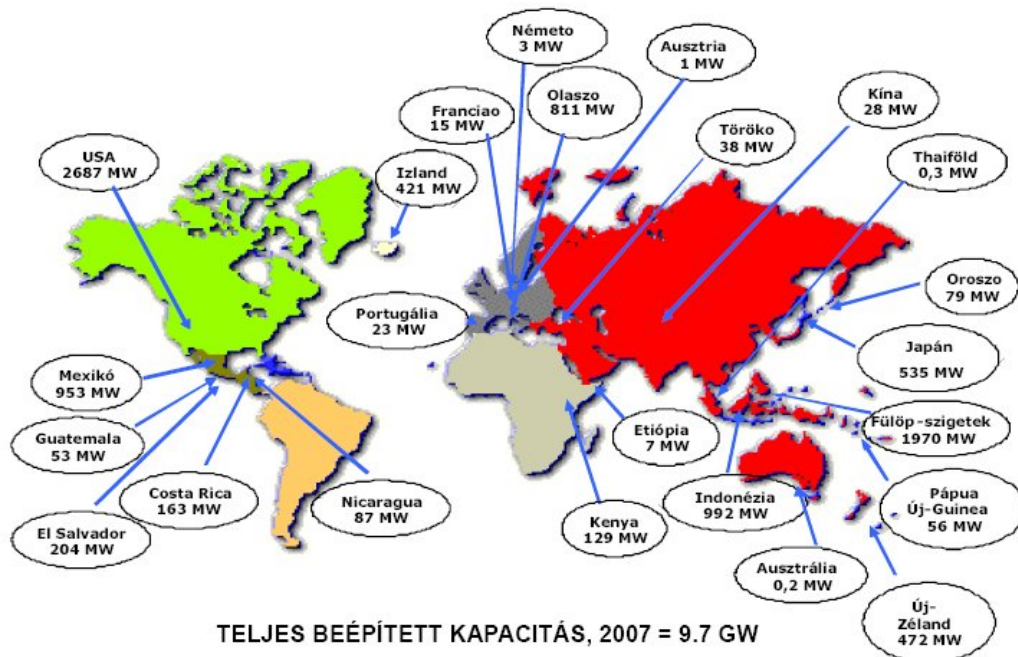
Forrás: IEA, 2008

A geotermikus villamosenergia-termelés nagyjából azonos ütemben nő az 1970-es évek óta (7. ábra). Fontos változás azonban, hogy ma már nemcsak a lemezszegélyek mentén elhelyezkedő igen kedvező adottságú területeken, hanem átlagos adottságú országokban (pl. Németország) is lehetővé váltak az erőmű telepítések (8. ábra). Ennek oka, hogy a technikai fejlődés miatt ma már alacsonyabb hőmérsékletű tartományú erőforrásból (a mai legalacsonyabb érték 74°C) is lehetővé vált az áramfejlesztés.



7. ábra A beépített villamosenergia-termelő kapacitás változása (tény és előrejelzés)

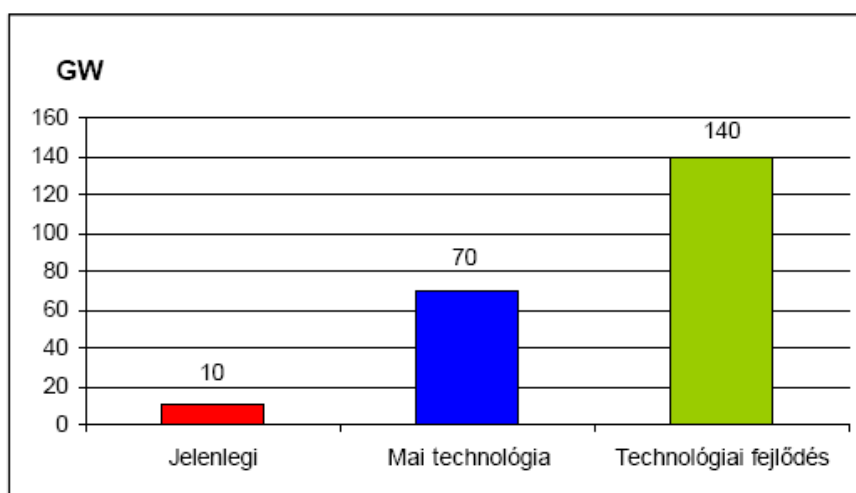
Forrás: Bertani, 2008



8. ábra A 2007-ben működő beépített villamosenergia-termelő kapacitások

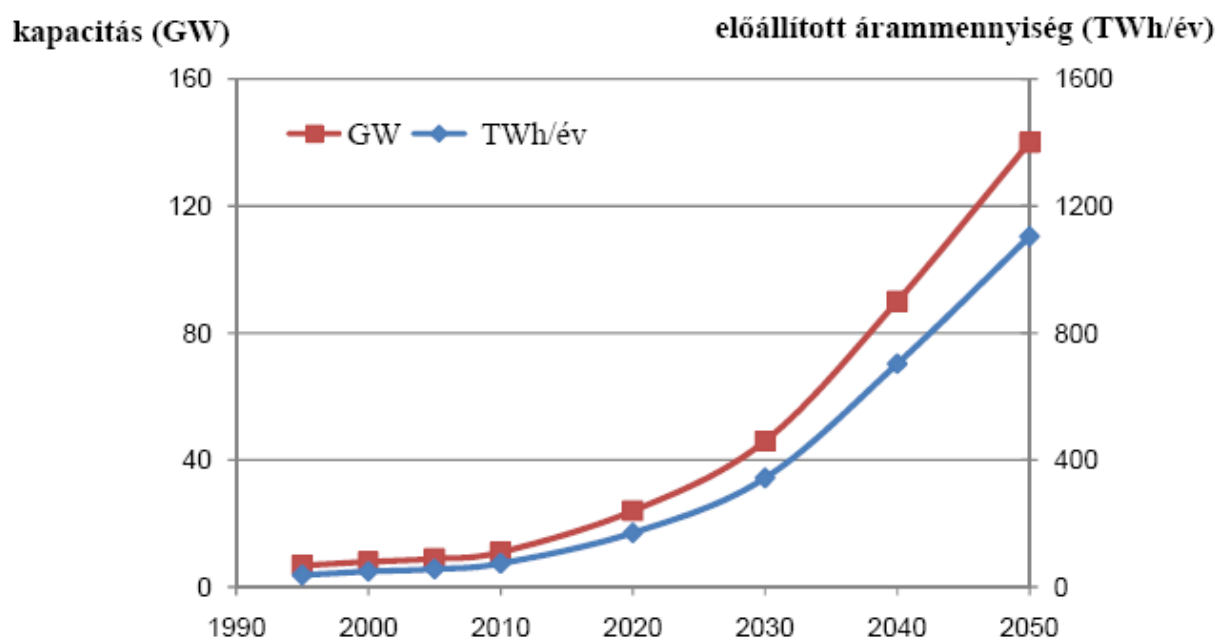
Forrás: Bertani, 2008

A számos geotermikus áramtermelési potenciál becslések közül a leginkább elfogadott szerint 70 és 140 GW közötti kapacitás építése lehetséges (9. ábra és 10. ábra). Az idézett 140 GW-os felső határ alapvetően a mai binér rendszerek fejlesztésével számol. Az EGS technológia kereskedelembé kerülésével a geotermikus potenciál nagyságrendekkel nő. Az MIT EGS-ről készített jelentése csak az Egyesült Államokban 100GW kapacitással számol (Tester, 2006).



9. ábra Geotermikus villamosenergia-termelés 2050-re becsült lehetőségei

Forrás: Fridleifsson, 2008



10. ábra A beépített kapacitás és a villamosenergia-termelés várható alakulása

Forrás: Fridleifsson, 2008

A geotermikus alapú villamos-áram termelési technológiák

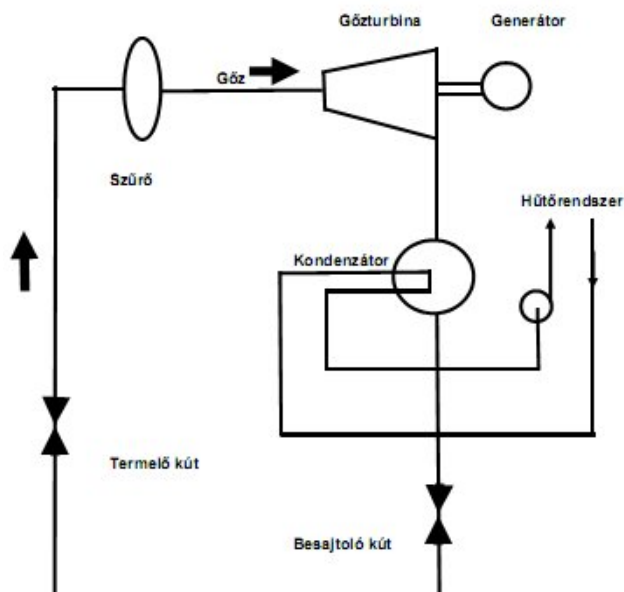
A jelenleg ipari méretekben alkalmazott technológiák

A geotermikus erőművek közös jellemzője, hogy az iparban régóta alkalmazott villamos áram termelő körfolyamatokat alkalmaznak. Az ipari megvalósításra a viszonylag egyszerű, és üzembiztos berendezések alkalmazása a jellemző. Ez indokolt, hiszen a geotermikus erőművek jelentős része lakott területektől távol, sivatagi, vagy egyéb nehéz terepviszonyokkal jellemezhető területen üzemel, valamint a tároló kőzetekből termelt fluidum tisztasága más kategóriába tartozik, mint amivel a nagy hőerőművekben dolgoznak. A geotermikus erőművek következő öt típusát alkalmazzák világszerte:

- Direct steam expansion, vagy dry steam power plant
- Single flash power plant
- Double flash, vagy dual flash power plant
- Binary power plant /Organic Rankine Cycle/
- Kalina cycle

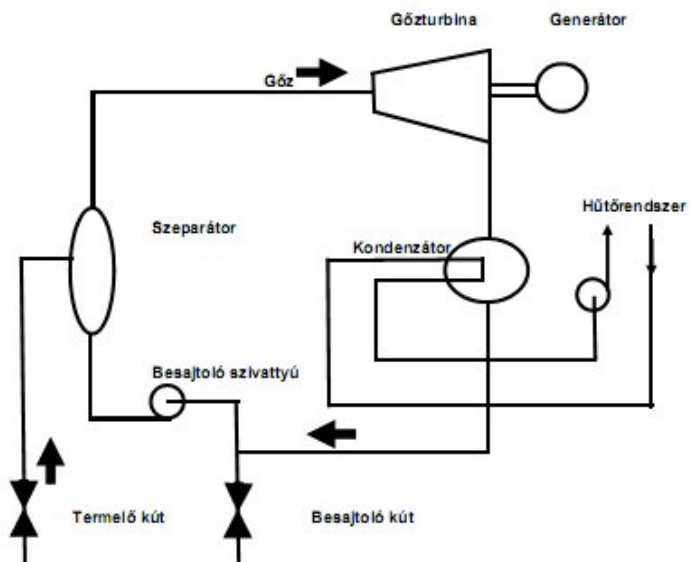
A kalina ciklust a binary plant (binér erőmű) alváltozataként is szokás tárgyalni.

A száraz gőz – dry steam - erőművekben a technológiai folyamat felszíni része megegyezik a gőzerőművekben alkalmazott folyamattal. A termelő kúton keresztül a felszínre érkező gőzben található szennyeződések leválasztják, majd a gőz egy gőzturbinába kerül (11. ábra). A turbinában a gőz expandál, lecsökken az entalpiája, ezáltal munkát végez, majd a turbinából kikerülő gőzt léghűtéssel, vagy hűtőtoronyban lekondenzálják, és utána a besajtoló kúton keresztül visszasajtolják a tárolóba. A gőzturbina meghajtja a generátort, amely a villamos áramot termel.



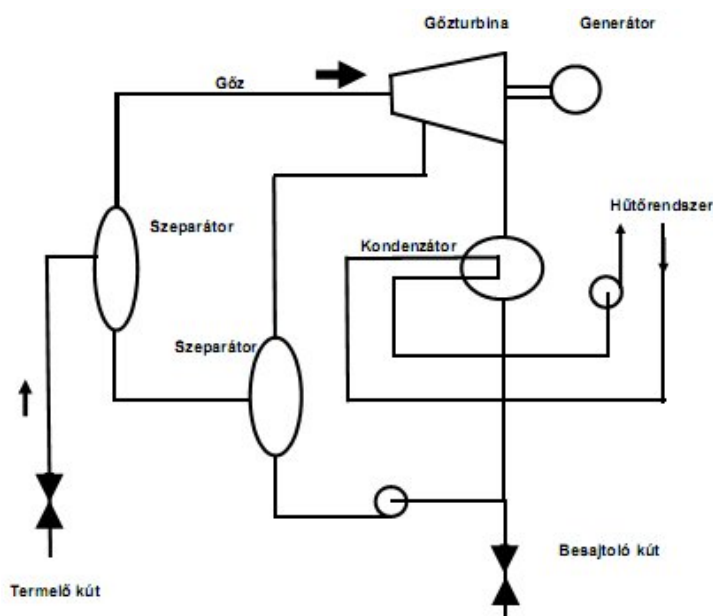
11. ábra Száraz gőz erőmű (*Direct steam*) elvi rajza

A single flash folyamat az előbbtől abban különbözik, hogy a termelő kút nedves gőzt termel, s ezért a felszínre érkező nedves gőzt először szeparálni kell, azaz a gőzből leválasztják a vizet (12. ábra).



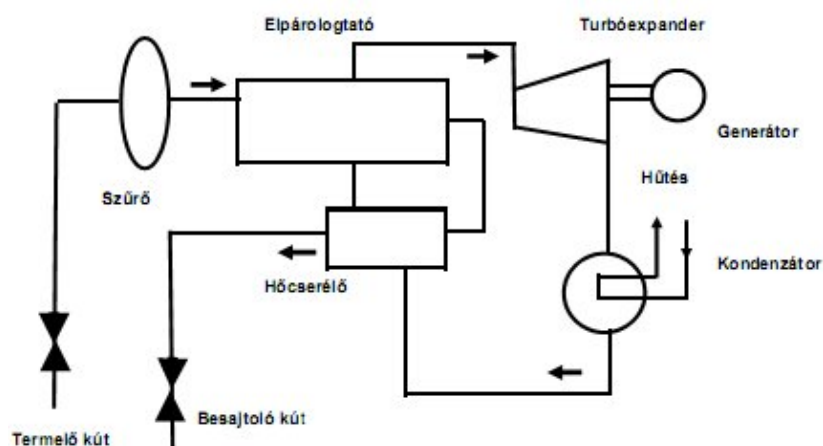
12. ábra Single flash erőmű elvi rajza

A double flash folyamat lényegében az előző ciklus – a single flash – két lépcsőben történő megismétlése, amely a hatásfokot növeli (13. ábra). A Dual Flash hatásfoka 15-25%-al magasabb a Single Flash ciklusénál. A beruházási költségek is értelemszerűen nagyobbak.



13. ábra Double flash erőmű elvi rajza

A binary plant, vagy ORC folyamat két részből tevődik össze (14. ábra). A termelő kúton keresztül felszínre került rétegvíz az elpárolgatóba, majd egy hőcserélőbe kerül. Az elpárolgatóban és a hőcserélőben lehűlt vizet a visszasajtoló kúton keresztül visszajuttatják a tárolóba. A lehűlt víz a tárolóban ismét felmelegszik. Aztán az alacsony forráspontú munkaközeg – pl. propán, izobután, R134a – szivattyúval a hőcserélőbe, majd pedig onnan az elpárolgatóba kerül, ahol elpárolog. Az így keletkezett gőz egy turbinába – turbóexpanderbe - kerül, amelyben expandál, lecsökken az entalpiája, eközben munkát végez, és a turbina meghajtja a generátort. A turbinából kikerülő gőzt lekondenzálják, majd a folyamat kezdődik előlről.



14. ábra ORC erőmű elvi rajza

Az ORC körfolyamat jellemző villamos áram termelési hatásfoka 6 - 13%. Az alacsony hatásfok a hagyományos hőerőművi körfolyamatokhoz képest alacsony hőmérsékletű munkaközeg alkalmazásának a következménye. A működő ORC körfolyamatoknál az elpárologtató hőmérséklete jellemzően 65-125 °C között változik. Mint látható, a villamos áram termelés mellett az ORC technológiákban jelentős mennyiségű, fűtés, vagy abszorpciós hűtés céljára hasznosítható hő is keletkezik. Az erőmű megfelelő helyre, jó hő piac – pl. távfűtőmű – mellé történő telepítése, amennyiben ez lehetséges, jelentősen javíthatja az árbevételt, és a projekt megtérülését. Az ORC erőművek üzemeltetése viszonylag egyszerű, távfelügyelettel történhet.

Az ORC erőművek fejlesztése több irányban folyik. Az olasz Turboden biomassza tüzeléshez gyárt ORC erőműveket. A francia Cryostar jelentős eredményt ért el a turbóexpanderek hatásfokának javításában. A német GMK gázmotoros erőművek füstgáz hőjének hasznosítására gyárt ORC berendezést. Általában jellemző, hogy a gyártók elmozdulnak a kisebb egységjeljesítmények irányába is. Ennek két oka van. Az egyik a piacbővítési szándéka, a másik pedig az, hogy a kisebb teljesítményű egységekbe a nagy sorozatban és ezért olcsón gyártott, hűtéstechnikában használatos turbó-kompresszorok is beépíthetők a turbinává történő átalakításuk után.

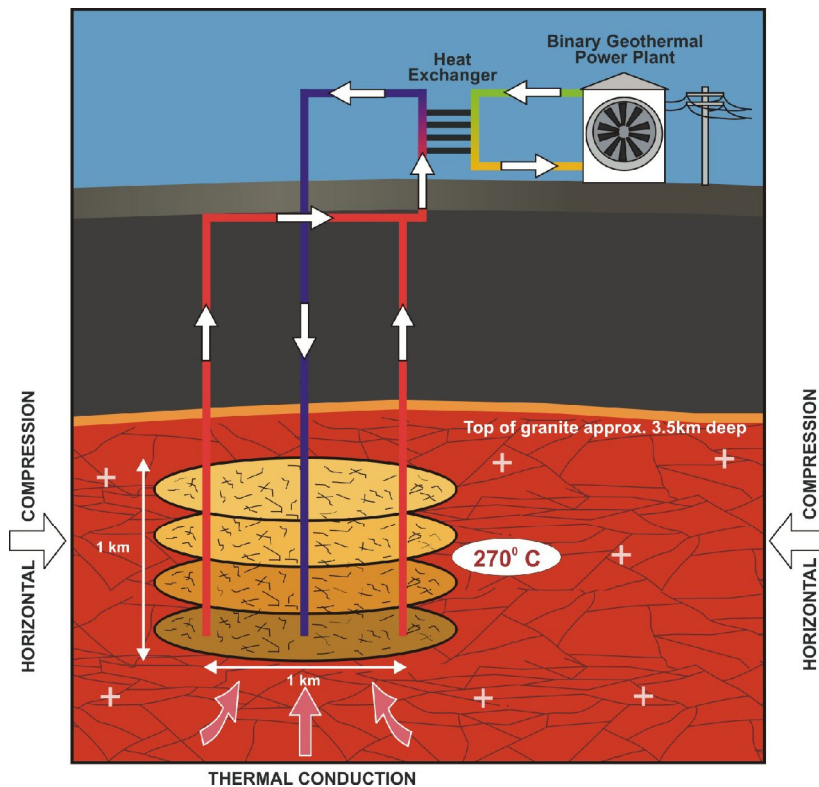
A Kalina körfolyamat az ORC körfolyamattól eltérően nem egy közeget, hanem kettős közeget, ammónia vizes oldatát alkalmazza. Ennek következtében az elpárologtatás hőmérséklete nem állandó, ami nagyobb hatásfokot eredményez. A különböző koncentrációjú NH₃ vizes oldat forrási hőmérséklete képes követni a termálvíz hőmérsékletének változását. Ezzel lényegesen csökkenti a termálvíz és a munkaközeg közötti hőközlés hőmérsékletkülönbségét (irreverzibilitását), és növeli a hőközlés termodinamikai átlaghőmérsékletét. A termálvíz hőmérsékletváltozásához történő jó illeszkedésen kívül a Kalina körfolyamat további előnye, hogy a termálvíz kisebb hőmérsékletre hűtését is lehetővé teszi. A Kalina körfolyamattal egyes publikációk szerint 17% -os hatásfok is elérhető. Ezt a magas hatásfokot az eddig megépített kisszámú Kalina erőművel még nem érték el, ill. a viszonylag magas hatásfok elérésében szerepet játszott, hogy alacsony hőmérsékletű tengervizet használtak hűtőközegként. Hátránya a Kalina erőműveknek, hogy a beruházási költségük nagyobb és a szabályozásuk is bonyolultabb, mint az ORC erőművéké.

Az EGS (Enhanced Geothermal System) technológia

Az *Enhanced Geothermal System*, vagy ritkábban *Engineered Geothermal System* néven nevezett technológia (rég neve *Hot Dry Rock*) nem új, az USA-ban már az 1970-es években kísérletképpen belefogtak egy ilyen rendszer kipróbálásába, azonban a fejlesztése újabb lendületet vett az 1990-es évek végén. Az EGS technológia fejlesztésének kezdeti időszakához képest ma már jóval korszerűbb technológiai háttérrel rendelkezünk, melyet

az olajipar, azon belül is a nagy multinacionális szerviz vállalatok (Schlumberger, Halliburton, stb.) technológiai fejlesztései teremtettek meg.

Az EGS működése az elvi folyamatot tekintve egyszerű: a legalább 200 °C hőmérsékletű, forró, telepfluidomot nem tartalmazó kőzettestet (*Hot Dry Rock*) kettő vagy több kút között hidraulikusan megrepesztjük, és a kutakon, valamint a közöttük létrehozott repedés rendszeren keresztül vizet keringetünk. A forró kőzettömegben a víz felmelegszik, melyet a felszínre érve egy ORC erőműbe juttatunk, és az erőműből lehűlve kikerülő vizet visszajuttatjuk a megrepesztett rétegbe, vagy rétegekbe (15. ábra).



15. ábra Az EGS rendszer

A fenti vázlatos leírásból is érzékelhető, hogy az EGS technológiával lényegében a magas hőmérsékletű, forró kőzetek belső energiáját bányásszuk ki. A földi hő áram adta utánpótlás – Magyarországon a földi hő áram értéke 90-100 mW/m² - jóval kisebb teljesítményű, mint az elvételé. Ezért követelmény a minél magasabb kőzet hőmérséklet. A szakirodalom az EGS alkalmazhatóságát min. 200 °C-os réteghőmérsékletre köti.

Mára már egy jól kialakult EGS projektfejlesztési metodikával és technológiával rendelkezünk. Az EGS projektek fejlesztése igen nagy kockázatú tevékenység, a projekt fejlesztése során egyre több és több információt gyűjtünk be és dolgozunk fel, és ennek

következtében a kockázat egyre inkább mérséklődik. A több és jól feldolgozott információ értelemszerűen nagyobb költséget is jelent.

Az EGS projektek fejlesztése a geológiailag alkalmas területek áttekintésével, szűrésével kezdődik. Kritérium a magas, legalább 200 °C hőmérsékletű, lehetőleg nagy sűrűségű, jó hővezető képességű és megfelelően nagy térfogatú kristályos alaphegységi kőzettömeg. Az európai EGS projekt esetében (Soultz-sous-Forêts) például a hő bányászat 2 km³ kőzettérfogatot érint.

A következő fejlesztési lépés a geológiai és a geomechanikai modell elkészítése. A geológiai modell felállításához (statikus modell) szeizmikus és mágneses felszíni geofizikai méréseket használnak fel. A geológiai modellel egyenrangúan fontos a geomechanikai modell létrehozása is, ugyanis e nélkül nem lehet a rétegrepszést megfelelő módon előkészíteni, szimulálni. Mivel nem egy repedés létrehozása a feladat, hanem egy repedés rendszere, kívánatos, hogy a megcélzott terület tektonizált, tektonikailag jól megdolgozott, repedezett legyen. Ezért fontos, hogy jó tektonikai modell készüljön. A geomechanikai modellhez kőzetmechanikai laboratóriumi mérésekre (triaxiális mérések, tönkremeneteli határgörbe kimérése, Young modulus és Poisson tényező meghatározása), és a megcélzott terület feszültség állapotának ismeretére van szükség. Sajnálatos módon a feszültségállapot legpontosabb meghatározási módja a célterületre lefűrt kutakban végzett *leak off test* (LOT) mérésen alapul. A geológiai – tektonikai állapot, a repedezettség jellemzői, stb. – és a geomechanikai körülmények – kőzetmechanikai tulajdonságok, feszültségtér – rétegrepszésre gyakorolt hatását, és a létrejövő repedésrendszert speciális, e célra kifejlesztett, és általános célú kontinuummechanikai szimulátorokkal – pl. ABAQUS- egyaránt szokták vizsgálni.

Az EGS kutak lefűrése a gondos geológiai és előzetes geomechanikai modellezés követően történhet. A kutak nagy igénybevételnek lesznek kitéve – magas hőmérséklet, rétegrepszés -, s ezért drága anyagok és szolgáltatások alkalmazása szükséges. Magyarországon az EGS kutak létesítéséhez szükséges szerviz háttér elérhető. (Megfelelő teljesítményű fűróberendezés, iszap- és cementezési szerviz, stb.) Ügyelni kell a béléscsövek elcementezésére, az EGS kutakban fellépő hő tágulás elviselésére alkalmas elasztikus tulajdonságú cementek rendelkezésre állnak. Jelenleg már akár egészen távoli, egymástól több km-re elhelyezkedő végpontokkal is kivitelezhetők egy telephelyről a fűrésok (*Extended Reach Drilling*). Az extrém hosszú ferdített szakaszok fűrése különösen a magas hőmérsékletű zónákban igen költséges dolog, az ilyen kutakkal azonban kiválthatók a hosszú felszíni vezetékek.

A kutak fűrése során végzett kűtgeofizikai mérések felhasználásával tovább pontosítják a geológiai és a geomechanikai modelleket. A rétegrepszésekkel repedésrendszert kell létrehozni. Ennek az oka az, hogy a repedésekben keringetett víz számára megfelelően nagy hőátadó felületet kell biztosítani. A hidraulikus rétegrepszésekkel a nagyobb mélységekben létrehozott függőleges repedésekben az áramlás csatornásodásra hajlamos,

azaz a kutak között könnyen termikus áttörésre kerülhet sor, melynek bekövetkezte gazdaságilag ellehetetleníti az EGS projektet. A hidraulikus rétegrepesztésekkel létrehozott repedésrendszer leírására előszeretettel alkalmazzák a mikroszeizmikát. A korábbi EGS kísérleteknél a repedésrendszerben kiválásokat, és ennek következtében repedés eltömődést tapasztaltak. Ezért a projektek előkészítése során vizsgálni kell a kőzet és a keringetett fluidum kompatibilitását.

Az EGS projektek messze legnagyobb költségtételei a fúrési és a rétegrepesztési költségek. A nagymélységű, magas hőmérsékletű kutak fúrési és rétegrepesztési technológiáját is az olajipar fejlesztette ki. Mindkét technológia az olajiparban sokkal értékesebb közegek kitermelését szolgálja. A mélyfúrások kockázata megfelelő anyagok és fejlett szolgáltatások igénybevételével, melyek ennek megfelelően meglehetősen drágák, lecsökkenthető. A rétegrepesztések kockázata, nevezetesen, hogy létrejön-e a kívánt felületű és tulajdonságú repedésrendszer, a legmondosabb előkészítés ellenére is nagy. Az EGS rendszerek létrehozásának fő kockázati tényezője a hidraulikus rétegrepesztés, ill. a létrehozott repedésrendszer megfelelősége. A rétegrepesztési költségek nagysága, különösen kisebb mélységeknél és kedvezőtlen esetben el is érheti a kutak létesítésére fordított költségek nagyságát. Az üzemeltetés során az idő előtti termikus áttörés – mely szorosan összefügg a rétegrepesztésekkel és a létrehozott repedésrendszerrel -, és a keringetés során jelentkező veszteségek jelenthetik a fő problémát.

A fentiekből érzékelhető, hogy a rendkívül összetett EGS projektek fejlesztése nagy humán kapacitást és hosszú időt igényel, annak ellenére, hogy a projekt fejlesztések módszertana, az alkalmazandó technológiák már rendelkezésünkre állnak. A Soultz-sous-Forets-i európai EGS projekt fejlesztését 1987-ben kezdték, az ORC erőmű építését pedig 2008. végén fejezték be. Az erőmű nettó villamos teljesítménye 1,5 MW. Az erőmű ORC technológiáját két európai cég, az olasz Turboden és a francia Cryostar szállította. Három kút vesz részt a víz keringetésében, a kutak talpa egymástól ~500 m-re található. A hő bányászattal érintett kőzettér fogat 2 km³. Soultz mélyföldtani környezete erősen tektonizált állapotú.

A Massachusetts Institute of Technology (MIT) 2006-ban bocsátotta ki a nagy visszhangot kiváltó „The Future of Geothermal Energy – Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century” c. tanulmányát (Tester, 2006). A tanulmány szerzői nem kevesebbet állítanak, mint hogy 2050-ig az USA-ban 100000 MW (100 GW) villamos teljesítményű, báziserőműként működtethető EGS kapacitás építhető ki. Továbbá a technológia kereskedelmi szintű elterjesztéséhez 15 év fejlesztési idő és 800 millió – 1 milliárd USD fejlesztési forrás biztosítását tartják szükségesnek. A tanulmány technológiai értelemben semmi újat sem hoz, azonban összefoglalja a tárgyra vonatkozó összes ismeretet, feltárja az USA geotermikus kapacitását, és meggyőző módon megfogalmaz egy rendkívül ambiciózus EGS fejlesztési víziót. A technológiai fejlesztésben kulcsszerepet szán a fúrési fejlesztéseknek. A fúrési költségeket illetően meglehetősen nagy bizonytalanságot hagy a tanulmány. Különösen azért, mert a szuperkritikus

rendszerek irányába való elmozdulást részesíti előnyben, ami igen nagy mélységű – 8000-10000 m – kutak létesítését igényelheti. Ilyen nagy mélységű kutak tömeges lefúrása borzasztó nagy kihívás. (A tanulmány megemlíti, hogy egy 400 °C hőmérsékletű és 250 bar nyomású szuperkritikus EGS rendszerből ötször akkora teljesítmény vehető le, mint egy 225 °C hőmérsékletű hidrosztatikus rendszerből. Tehát a szuperkritikus EGS rendszerek a leadható teljesítmények szempontjából valóban perspektivikusak.) Az MIT jelentés részletesen foglalkozik az energia kinyerés hatásfokával is. Más szerzők által jegyzett szimulációs tanulmányra hivatkoznak, amely szerint függetlenül a permeabilitástól, a kúthálótól és a repedések távolságától egy 0,1 km³ térfogatú rendszerből 40+7% és 40-7% közötti energia-kihozatali tényező érhető el. A fenti feltételek esetén, valóságos, heterogén tárolók esetén ezek az értékek nehezen hihetőek. A hivatkozott tanulmány szerzői a gyakorlati tapasztalatokra alapozva az energia-kihozatali tényezőt le is csökkentették 20%-ra. A MIT jelentés 42 GW villamos energia kapacitás létrehozását ~10 cent/kWh költséggel tartja megvalósíthatónak 2011-re, amennyiben a fúrési technológia további fejlődése töretlen lesz, és tovább csökkennek a fajlagos fúrési költségek. Az egész anyagnak az a problémája, hogy az USA-ban kétségtelenül meglévő óriási geotermikus potenciál kiaknázását jelentős részben a jövőbeni technológiai fejlesztések eredményéhez kötik, azaz azt feltételezik, hogy a szükséges technológiai áttörés be fog következni, amely magával vonja majd a fúrési és egyéb fajlagos költségek csökkenését.

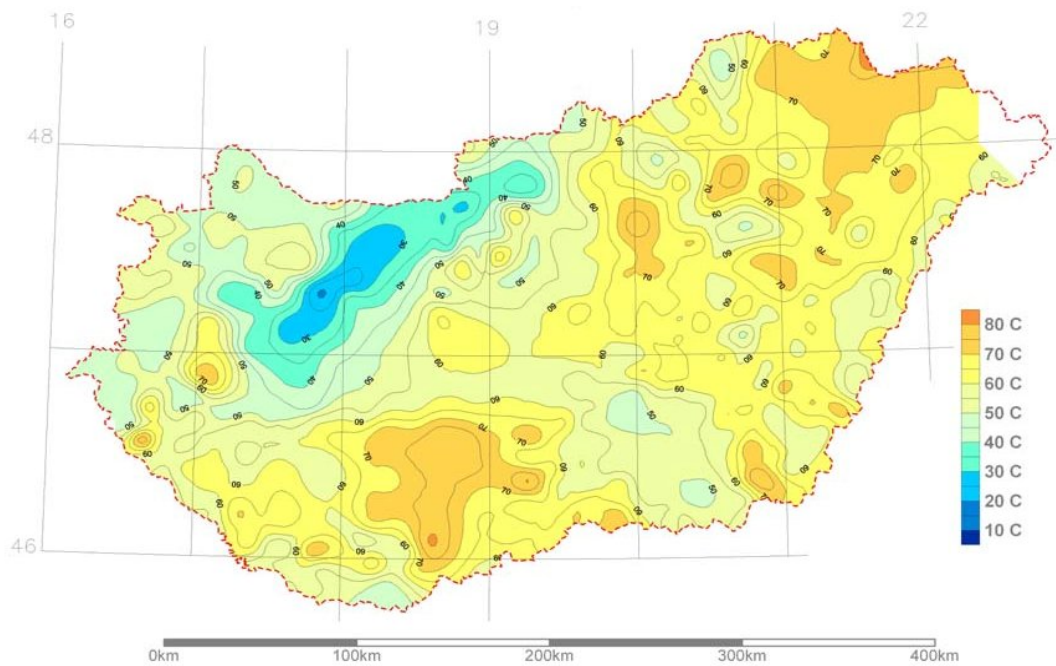
A hazai geotermikus erőforrások

Magyarország geotermikus adottságai kedvezőek, ami két fő tényezőre vezethető vissza. Egyrészt magas mind a geotermikus gradiens értéke ($45^{\circ}\text{C}/\text{km}$, világszerte $10\text{-}60^{\circ}\text{C}/\text{km}$), mind a hőáram ($90\text{-}100\text{ mW}/\text{m}^2$) értéke jóval meghaladja a kontinentális átlagot ($65\text{ mW}/\text{m}^2$). Másrészt, az ország területének jelentős részén a felszín alatt vízzel telített és jelentős vízvezető képességű kőzetek találhatóak (ezek törmelékes üledékek, vagy karsztosodott mészkő, dolomit). Ez utóbbi tényező a természetes geotermikus rendszerek esetében meghatározó, hiszen ezek hőjének felszínre hozatalához természetes fluidumra is szükség van.

Az ELTE Geofizikai Tanszékén több évtizede folyik geotermikus kutatás, amelynek eredményeképpen a Tanszék geotermikus adatbázisa több, mint 10000 hőmérséklet adatot tartalmaz. Az adatbázis azokat a nyilvánosan (vagy korábban nyilvánosan) hozzáférhető hőmérséklet adatokat tartalmazza, amelyeket 200 m-nél nagyobb mélységben mértek, vagy ahol a hőmérséklet magasabb volt, mint 30°C . Erre az adatbázisra alapozva egy adatbázis-kezelő program segítségével hőmérsékleti térképeket készítettek különböző mélységekre vonatkozóan (Dövényi, 2001).

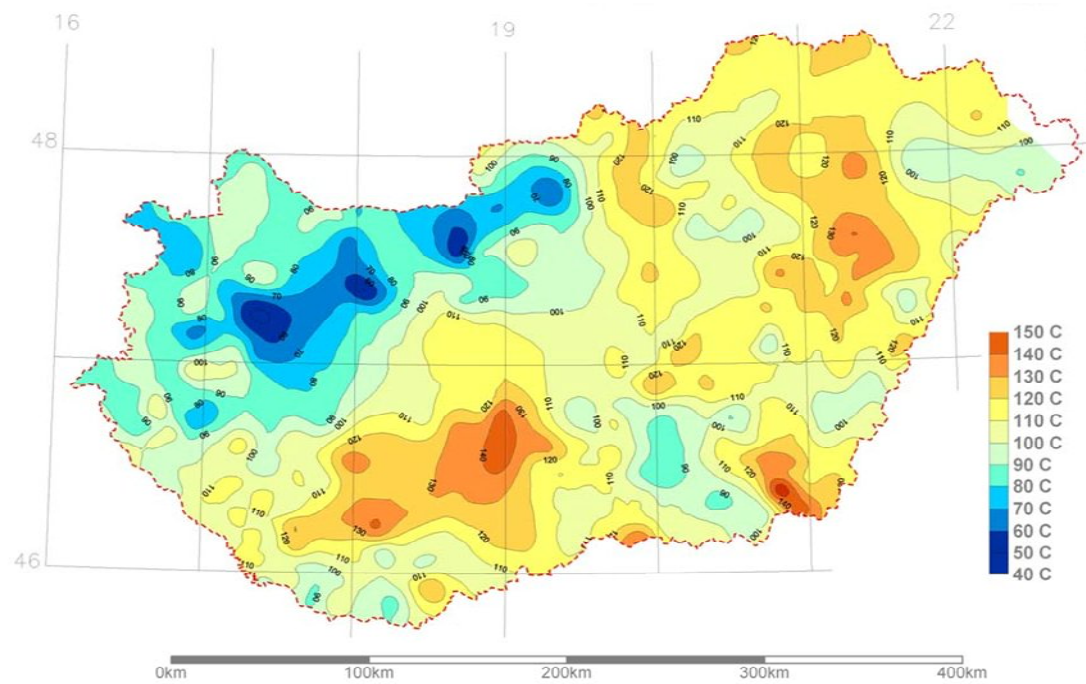
A jelenlegi technológiák mellett villamosenergia-termelésre már 100°C -nál néhány fokkal alacsonyabb hőmérsékletű fluidum is hasznosítható. Ilyen magas felszín alatti hőmérséklet Magyarországon a felszíntől számított 1000 m mélységben már előfordul. 2000 m-es mélységben az átlaghőmérséklet $110\text{-}120^{\circ}\text{C}$, de a melegebb területeken a $130\text{-}140^{\circ}\text{C}$ -ot is eléri (16. ábra, 17. ábra). A felszín alatti hőmérséklet mellett a geotermikus energia kinyerésének másik sarokköve a felszín alatti közeg. A természetes geotermikus rendszerek esetében elengedhetetlen a felszín alatti víz/gőz jelenléte, vagyis egyszerre kell tekintettel lenni a felszín alatti közeg hőmérsékletére és a rendelkezésre álló vízkészletek mennyiségére.

Mesterséges rendszerek (EGS) esetében a hőmérséklet mellett a kőzetminőség, illetve a szeizmológiai-tektonikai helyzet a meghatározó. Elengedhetetlen ugyanis a kiterjedt, jó vízvezető képességű, töredezett, hőcserére alkalmas felületű kőzet, amely több kilométer mélységben található (ezek javarészt kristályos kőzetek, például gránit). Fontos továbbá, hogy a terület földrengések szempontjából „csendes” legyen.



16. ábra Hőmérséklet 1000 m mélységben a felszín alatt

Forrás: Dövényi, 2001



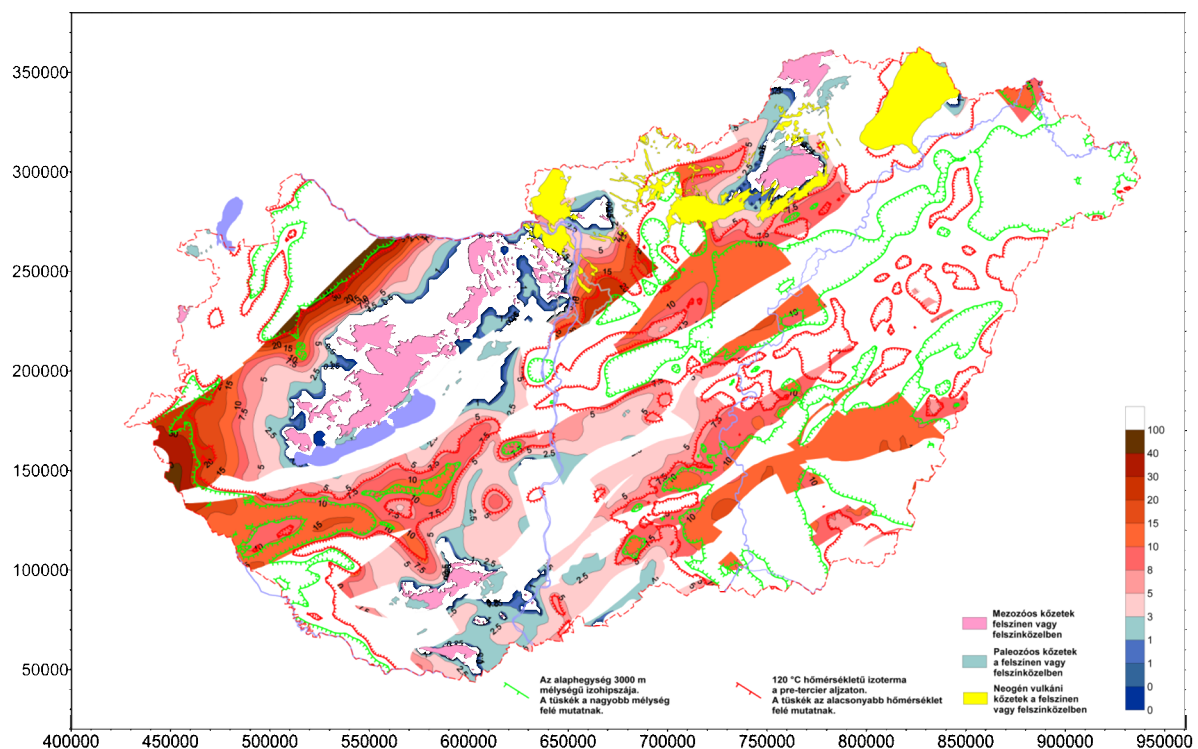
17. ábra Hőmérséklet 2000 m mélységben a felszín alatt

Forrás: Dövényi, 2001

Geotermikus erőmű létesítésének lehetősége Magyarországon

Magyarország geotermikus energiavagyonának erőművi úton történő kiaknázásának lehetőségeiről több hazai és nemzetközi tanulmány is készült (Dövényi, 2001; Németh, 2002, Lorberer, 2004 in Mádlné Szőnyi 2008; BRGM, 2004 in Dövényi, 2006; Altener II, 2005; ENGINE, 2006). Ezek a tanulmányok bináris és EGS rendszerek telepítését ajánlják.

Egy, az EU által finanszírozott tanulmány (Geothermal Power ALTENER II) azt vizsgálta, hogy a Magyarországon fellelhető gőzkutakra kis teljesítményű bináris geotermikus erőművek telepíthetőek-e, figyelembe véve a további, komplex hőhasznosítást is. A tanulmány készítése során elérhető fúrási adatokat elemeztek geológiai, műszaki, gazdasági és környezetvédelmi szempontból. Geotermikus erőmű létesítésére optimális területek a 120 °C-nál magasabb hőmérsékletű, közepes mélységben található karbonátos rezervoárok, mely alapján jelentős területek tekinthetőek perspektivikusnak (18. ábra). Az ábrán a piros vonalak a 120°C-os izotermát jelzik. A vonalon látható tüskék az alacsonyabb hőmérséklet értékek felé mutatnak, míg a zöld vonalak a karbonátos alaphegység (a 60 millió évnél fiatalabb üledékes kőzetek alatt található kőzetek) 3000 méteres mélységét mutatják (a tüskék itt a nagyobb mélység felé mutatnak). Az optimális területek tehát a különböző színű vonalak között találhatóak, mivel itt a karbonátos alaphegység 3000 méternél nincs mélyebben és a hőmérséklet ezen rétegek tetején meghaladja a 120°C-t.



18. ábra A karbonátos rezervoárok elterjedése és energiasűrűsége (GJ/m²)

Forrás: Lorberer, 2004

A fenti tanulmányban két célterületet határoztak meg, az egyik a Zalai-régió, a másik az Alföld egyes részei.

Zala-régió

Viszonylag jól ismert terület, mivel komoly szénhidrogén-kutatás jellemezte. Az elemzett fúrások mindegyike azonban szénhidrogén kutatásra irányult, nem a felszín alatti vízre. Ebben a régióban a kutakban a hőmérséklet átlagosan 50-60°C-kal nő a mélységgel kilométerenként. Ez azt jelenti, hogy a tanulmány alapján a bináris erőművek létesítéséhez elengedhetetlen 120°C 2-2,5 km-es mélységben fordul elő. A termálvíz kitermelése során a szivattyúzás elengedhetetlen lesz, mivel nem mértek jelentős túlnyomást rezervoárban. Magyarországon az első geotermikus erőművet a MOL kívánta telepíteni a Zala-megyében található Iklódbördöce térségében. Kezdetben két kutat találtak perspektivikusnak, ám ezekben a kutakban a hozam nem érte el a gazdaságossághoz szükséges mértéket, az eredmények alapján 0,7-1 MWe teljesítményű erőművet lehetne a térségbe telepíteni.

Mélykút-ÉK

Ebben a régióban a MOL nyolc kutatófúrást készített, amelyeket a szénhidrogén feltárási módszereknek megfelelően teszteltek. A tesztek során egy kútban a 3500m³/napos kitermelés ellenére a nyomás nem csökkent, tehát jelentős tározó lehet a felszín alatt. További tesztek rámutattak, hogy a triász dolomit hatalmas termálvíz készletet tárol. 1989-ben a víztartó hidraulikai paramétereinek meghatározása érdekében a MOL egy eredetileg olaj-kitermelésre szánt kutat vízkitermelő kúttá alakított, és egy közeli kutat visszasajtoló kútként kezdett használni. Hidraulikai és termelési tesztek végeztek, amelyek során azt tapasztalták, hogy a kifolyó víz hőmérséklete 100°C fölötti, és a nyomás nem csökkent 0.1 MPa alá, a jelentős kitermelés ellenére sem. A tesztek egyértelműen igazolták a kapcsolatot a két kút között, tehát a visszasajtolás révén a víztartóból kinyert víz utánpótolható.

Kömpöc környéke

Ezen a területen a MOL nyolc kutat fúrt, amelyek közül négy jelentős geotermális potenciált mutatott. A magas hőmérséklet és a hozam adatok alapján valószínűsíthető, hogy ígéretes kútpárok alakíthatóak ki ezen a területen.

Nagyszénás környéke

Ez a terület egy nagy NyÉNy-KDK irányú törési zóna fölött található. Kezdetben 3300 m mélységben 185°C-os, 65 MPa nyomású nedves gőzt termeltek ki. A kút tesztelése során 3000 m³/nap hozamot értek el.

Tura környéke

Tura Közép-Magyarország északi részén található. Néhány kutatófúrást fúrtak ezen a területen, amelyek közül az egyiket termásvíz kitermelésre használják, ezen néhány tesztet is elvégeztek.

EGS

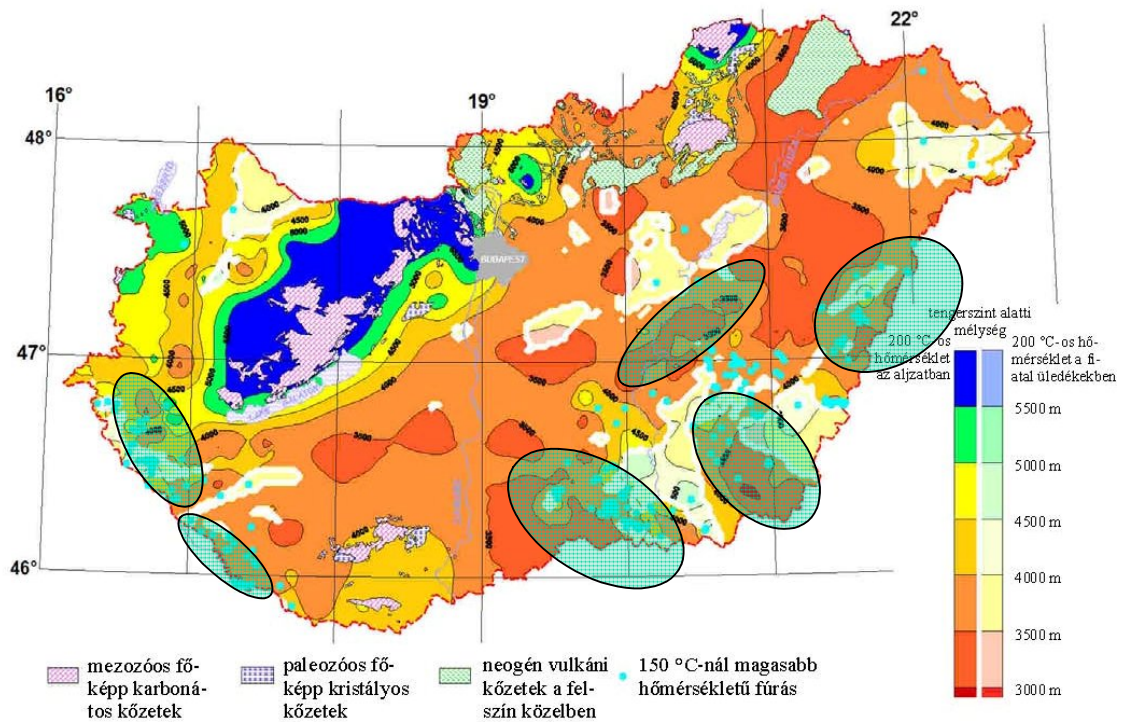
A mesterséges földhőrendszerek révén a geotermikus energia erőművi használata korábban nem perspektivikusnak tartott területekre is kiterjeszhető. Ennek a technológiának az alkalmazása során ugyanis a hőt hordozó közeg és a közeget tartalmazó rezervoár is mesterséges, tehát a perspektivikus területek meghatározásához a korábbiaktól eltérő szempontokat kell figyelembe venni. EGS rendszerek azokra a területekre telepíthetők, ahol:

- megfelelően magas a közethőmérséklet (≥ 200 °C), lehetőleg nem túl mélyen,
- kedvezőek a szeizmológiai-tektonikai körülmények (a terület földrengések szempontjából „csendes”), és
- megfelelő kristályos kőzetek (főként gránit) fordulnak elő megfelelő mélységben.

Egy francia földtudományi kutatóintézetben (BRGM) készített 2004-es tanulmányban a Pannon-medence Magyarországra eső részét jelölik meg, mint Európa egyik legbiztosabb területét mesterségesen kifejlesztett földhőrendszer telepítése céljából. A pirosas színek jelölik az ígéretes területeket, ezeken a helyeken a 200 °C-os izoterma felszíne 3,5 kilométer mélyen – vagy ennél is sekélyebben- található (19. ábra).

Fontos azonban megjegyezni, hogy a térképen ábrázolt legtöbb eltérés bizonytalan, mivel sekélyebb mélységekben mért adatokból extrapolációval álltak elő. Az igazán ígéretes területek jelenlétét csak a szomszédos mélyfúrásokban mért, a szükséges 200 °C-ot megközelítő hőmérséklet adatok erősíthetik meg. Ezért a térképen kék pontokkal jelölték a 150 °C-nál nagyobb, mért hőmérséklet értékkel jellemezhető kutakat.

Pusztán a becsült hőmérsékleti viszonyok és a becslések különböző bizonytalanságának figyelembevételével, EGS rendszerek telepítésére a legígéretesebb terület az ország D-i, DK-i része, ezen belül is a mély medencék peremei és a medencék között található, kiemelt alaphegységi (kristályos, kedvező esetben gránitos kőzetek) területek: Dráva, Makó, Békés, Nagykunság és Derecske (ezek az alábbi ábrán bekarikázva láthatóak).



19. ábra A 200 °C-os izoterma elhelyezkedése Magyarországon

Forrás: Dövényi és mtsai, 2005

Geotermikus villamosenergia-termelés Magyarországon

Magyarországon jelenleg nem működik egyetlen geotermikus erőmű sem. Ilyen építését – a rendelkezésre álló információink szerint - jelenleg a MOL Nyrt. és a Pannergy Nyrt. tervezi.

A MOL kutatásai eredményeként három területet talált leginkább perspektivikusnak:

- Andrásghida-Nagylengyel (~100.000 GJ/év),
- Mélykút-Pusztamérges (230.000 GJ/év), és
- Nagyszénás-Fábiánsebestyén (1.300.000 GJ/év) (Árpási et al., 1997; Árpási és Szabó, 1999 in Mádlné Szőnyi 2008.).

Ahogy korábban bemutatásra került a társaság az első magyarországi kísérleti geotermikus erőműhöz kapcsolódó kutatásokat a zala-megyei Iklódbördöce környékén kezdte meg. A területen kialakított kút 140°C-os vizét tervezték hasznosítani, kétkutas (termelés-

visszasajtolás) zárt rendszerben. A tesztek során két kutat vizsgáltak, amelyekben a víz minősége és hőmérséklete megfelelő volt, azonban a vízhozam (~1000 m³/nap) nem érte el a megfelelő, gazdaságossághoz szükséges szintet. A vízhozam értéke alapján a tesztelt kutakra 0,7 – 1,0 MW teljesítményű erőmű lenne telepíthető, ám a jelenlegi átvételi árakon erre az erőforrásra erőművet telepíteni nem lenne gazdaságos. A feltárt rezervoár ugyanakkor mezőgazdasági, vagy kommunális hőszolgáltatásra hasznosítható (Kujbus, 2008). A fúrás költségeinek jelentős részét a Világbank geotermikus kockázati alapja a cég számára visszatérítette. A MOL izlandi és ausztrál partnerekkel megalapította a CEGE Zrt.-t, a geotermikus kutatás folytatására és energiatermelésre. A geotermikus tesztelési-kutatási folyamatot Zalában és az Alföldön folytatják, ahol néhány geotermikus kiserőmű létesítésére látnak lehetőséget (Kujbus, 2008).

A Pannonplast Nyrt. és az izlandi VGK-Hönnun cég együttműködve kíván Magyarországra geotermikus erőművet telepíteni (Pannonplast, 2007). Villamos energiát, hőt, illetve kombinált felhasználású geotermikus kiserőművek telepítését tervezik, amelyek legalább 60 MW összteljesítményűek. A VGK-Hönnun 2006 őszén kezdte meg Magyarországon a geotermikus erőforrások kutatását. Megállapították, hogy 3000 méternél kisebb mélységben az áramtermeléshez megfelelő hőfokú (110 °C-nál magasabb hőmérsékletű) termálvíz található, 23 általuk kijelölt területen. Előreláthatólag 2009-ben kezdődik az első erőművek építése, amelyek 2010 közepétől üzemelhetnek (Pannonplast, 2007).

A geotermikus energiahasznosítás hazai szabályozása

Az ásványi nyersanyagok és a geotermikus energia természetes előfordulási helyükön állami tulajdonban vannak.¹ Az energetikai célra kinyert geotermikus energia a hasznosítással a bányavállalkozó tulajdonába megy át.

Geológiai szerkezetek kutatása, kutak létesítése engedélyköteles tevékenység Magyarországon. A jelenleg érvényes szabályozás szerint vízjogi és környezethasználati engedély beszerzése szükséges a hévíztermeléshez és a már lehűlt hévíz visszasajtolásához.² Az energetikai célú hévíztermelés esetén a Vízügyi Törvény előírja a kitermelt víz visszasajtolását figyelembe véve, hogy a visszasajtott víz nem tartalmazhat a kitermelt víztől eltérő anyagot, és nem okozhat kedvezőtlen minőségváltozást.³ A bányászati hatóság – Magyar Bányászati és Földtani Hivatal (MBFH) - a mélyfúrású kutak létesítését engedélyező szakhatóságként vesz részt a folyamatban. EGS rendszer létesítése esetén, továbbá a geológiai kutatáshoz (szeizmikus mérések) az engedélyt az MBFH adja ki.

¹ 1993. évi XLVIII. törvény a bányásatról (Bt. 3. §)

² 1995. évi LVII. törvény a vízgazdálkodásról

³ 219/2004. (VII. 21.) Korm. rendelet

Az energiatermelés során hasznosított földhő után értékben 2% bányajáradékot kell fizetni. Nem kell bányajáradékot fizetni a kitermelt geotermikus energia 50%-át meghaladóan hasznosított mennyisége után.⁴ Az energetikai célra hasznosított geotermikus energia esetében a kitermelt geotermikus energia után keletkező érték a kitermelt, legalább +30 °C-os hőmérsékletű energiahordozóból kinyert energiamennyiségnek (GJ) és a meghatározott fajlagos értékének (Ft/GJ) szorzata (E Ft).⁵ A fajlagos érték 1650 Ft/GJ (ha a geotermikus energia vízkitermeléssel jár együtt) és 325 Ft/GJ (ha a geotermikus energia kinyerése hőközvetítő-anyagnak a földkéregben történőre cirkuláltatásával történik). Fentiek alapján a jelenlegi magyar szabályozás arra ösztönzi a geotermikus energia energetikai célú felhasználóit, hogy vízkitermeléssel járó technológiák esetén kombinált felhasználásra törekedjenek, mivel csak villamos-energia termelés esetén nem érhető el az energia 50%-át meghaladó hasznosítás - azaz ne csak villamos energiát, hanem a termásvíz hőenergiáját is aknázzák ki, vagy a geotermikus energia kinyerését mesterséges hőközvetítő anyag révén oldják meg, mivel így a bányajáradék fajlagos értéke lényegesen alacsonyabb.

⁴ A BtVhr. értelmében a bányajáradék számításának alapjául az ásványi nyersanyagok a kitermelt geotermikus energia kútfejen méréssel vagy ennek hiányában a kútfejre méréssel, visszazármaztatással meghatározott értéke szolgál (BtVhr 4. §). A vállalkozónak mérnie és bizonylatolnia kell az energiahordozó kútfejen mért hőmérsékletét és mennyiségét (m³), valamint az energiahordozó hőmérsékletét a kinyerésre szolgáló berendezés kimeneti pontján.

⁵ 54/2008. (III. 20.) Korm. rendelet

A Bányatörvény 2008. januárjában hatályba léptetett legutolsó módosítása bevezette a geotermikus védőidom intézményét, amelyet a geotermikus energiahasznosítóknak a bányászatban alkalmazott bányatelek mintájára kell a hő bányászattal érintett tároló területre fektetniük. A geotermikus védőidomot a bányafelügyelet jelöli ki. A geotermikus védőidomon belül a jogosult írásbeli hozzájáruló nyilatkozata nélkül geotermikus energia kinyerését szolgáló létesítmény más részére nem engedélyezhető. Azonban eddig még nem adták ki a Bányatörvénynek azt a végrehajtási rendeletét, amely a geotermikus védőidom fektetésére vonatkozó szabályokat tartalmazza, továbbá tisztázatlan a geotermikus védőidom és a vízügyi hatóság által kiadott vízjogi engedélyben szereplő hidrogeológiai védőidom kapcsolata is. Tehát a geotermikus energiahasznosítóknak jelenleg egy ellentmondással terhelt jogszabályi környezetben kell dolgozniuk.

A Bányatörvény módosítása, a geotermikus védőidom bevezetése óta ~ 100 védőidom lefektetésére érkezett kérelem Magyarországon. Kizárt, hogy ténylegesen is ilyen nagy számban akarnának geotermikus villamos erőművet építeni, a spekulációs szándék egyértelmű. Ez a spekulációs szándék rendkívül megnehezíti a valóban beruházni szándékozó vállalatok helyzetét, mert elképzelhető, hogy az adott területre vonatkozóan már beadtak engedély kérelmet - legyen az geotermikus védőidom, vagy elvi vízjogi engedély kérelem -, és a valós szándékú befektető beruházása emiatt igen jelentős, sok éves időbeni csúszást szenvedhet.

A vízigények elsősorban a vízhasználat céljára még le nem kötött vízkészletből elégíthetők ki. A nagyfogyasztó a ténylegesen igénybe vett vízmennyiség után vízkészletjárulékot

köteles fizetni, de a víztartó rétegbe visszasajtolt mennyiség után nem kell járulékot fizetni.⁶ A vízkészletjárulék mértéke⁷:

$VKJ = „V” (m3) * „A” (Ft/m3) * „m” * „g”$, ahol

„V” a vízhasználó által igénybe venni tervezett vagy igénybe vett vízmennyiség,

„A” alapjárulék –amelynek mértékét külön jogszabály határozza meg- 2008. február 15-től 14,1 Ft/m³ üzemi fogyasztók esetében,

„m” értéke nem mért vízhasználat esetén 2,0, mért vízhasználat esetén 1,0, és

„g” értéke pedig energetikai használat esetén 7,5.

⁶ Vgtv. 15/A. §

⁷ 43/1999. (XII. 26.) KHVM

A magyarországi geotermikus bázison megvalósítható villamos áram termelési projektek beruházási költségeinek becslése

Magyarország kifejezetten jó geotermikus lehetőségekkel rendelkezik a közvetlen hő hasznosítás tekintetében. A közvetlen hő hasznosítás – pl. üvegházak, önkormányzati intézmények fűtése, lakótelepek távfűtése - részére a termálvíz termelés döntő hányada jelenleg a Felsőpannon homokkő-tárolókból történik. A megújuló módon történő hasznosítás a már lehűlt termálvíz visszasajtolását igényli, amely a Felsőpannon homokkövek kőzetmechanikai és petrofizikai jellemzői miatt esetenként komoly, de nem leküzdhetetlen technológiai bonyodalmat okoz. Megfelelő geofizikai és geológiai előkészítés, és tároló paraméterek esetén a karbonátos repedezett tárolókba történő vízvisszasajtolás problémamentesen megoldható. Hangsúlyozzuk a megfelelő geológiai adottságokat és előkészítést, mert a repedezett tárolók is rendkívül heterogének lehetnek, s a szakmailag nem megfelelő projekt előkészítés következménye könnyen gazdasági kudarc lehet.

A villamos áram termelés szempontjából a minél magasabb hőmérsékletű, lehetőleg gőz halmazállapotú telep fluidum kitermelése a kedvező. Magyarországon nem rendelkezünk gőztárolókkal, a magas hőmérsékletű és nyomású víztárolóink ráadásul viszonylag mélyen helyezkednek el, tehát ezeknek a tárolóknak a telep fluidumához való hozzáférés meglehetősen drága kutak fúrásával biztosítható. Azt is figyelembe kell venni, hogy a

villamos áram termelés számára felszínre hozott nagy sótartalmú, és sok esetben CO₂ oldott gázt tartalmazó korrózív, és vízkőkiválásra hajlamos vizet a hasznosítást követően vissza kell sajtolni abba a tárolóba, ahonnan kitermeltük. Ez azt is jelenti, hogy energetikailag nem érdemes a kitermelt folyadék nyomását lecsökkenteni a villamos áram termelő technológiában – különösen akkor, ha kiválásokra is lehet számítani -, hiszen utána a besajtolás miatt a nyomást ismételten meg kell növelni. Az ún. kis és közepes entalpiájú tárolók esetében a villamos áram termelésre az ORC körfolyamatot alkalmazzák, a gazdasági kérdések vizsgálatánál mi is az ORC körfolyamatot vettük figyelembe.

A beruházási költségek meghatározását két tároló esetére végeztük el. Az egyik esetben 2500 m, tehát kismélységű, a másikban pedig 4500 m, azaz nagymélységű kút-pár létesítését feltételeztük, mindkét esetben repedezett, karbonátos tárolóra.⁸ A felvett túlnyomásos tároló paraméterek a következők:

- 2500 m kút: telepnyomás = 300 bar, telephőmérséklet = 140 °C, tervezett kúthozam = 3000 m³/nap

- 4500 m kút: telepnyomás = 800 bar, telephőmérséklet = 200 °C, tervezett kúthozam = 3000 és 5000 m³/nap

⁸ Azok a tárolók, amelyek geotermikus villamos áram termelésre leginkább alkalmas 160-200 Celsius fok hőmérsékletűek 3500 m alatt találhatóak. 3500 m mélységben már előfordul 180-190 Celsius fok hőmérsékletű rétegvíz, pl. Fábianszabvány közelében. Azonban nem ez a jellemző. Jellemzőbb adat a 4500 m mélységben található 200 Celsius fok.

Mindkét eset megfelel a hazai geológiai adottságoknak (Mádlné, 2006; Árpási, 2000). Mindkét kút esetében korrózió, és vízkő kiválásra hajlamos közeget vettünk figyelembe, több hazai kútvizsgálat alapján (pl. Árpási, 2000). tettük ezt. Az agresszív, esetenként még radioaktív tulajdonságú folyadékok (Fábiánsebestyén-4) termelése miatt terveztünk be nagy átmérőjű, korrózióálló anyagminőségű termelőcsövet, hogy a termelő bélésövet megvédjük a káros hatásoktól. Amennyiben kizárható a korrózió, ill. a bélésű károsodás (ne feledjük, hogy igen hosszú idejű termelésről van szó), termelőcsőre nincs szükség, továbbá lehetőség nyílt kisebb átmérőjű bélésű csövek alkalmazására is, s ennek következtében a kutak beruházási költsége értelemszerűen csökken. Erre a kisebb mélységű (2500m) kút esetében nagy esély van, de ez a kedvezőbb helyzet nem zárható ki a mélyebb kutaknál sem. Ha a megcélzott tároló alkalmas nagy hozamok kitermelésére – márpedig a cél ez -, továbbá a kutak elhelyezkedése biztosítja azt, hogy ne következzen be termikus áttörés, amely idő előtti hőmérséklet csökkenést eredményez a termelő kút kútfejen, tehát a kutak hosszú ideig, több évtizedig képesek működni, valamint a kútépítés magas színvonalon és minőségben történik, célszerű a nagyobb bélésű cső átmérőkre törekedni. Ezért az általunk megadott elvi kútszerkezeteket megfelelőnek gondoljuk, korróziót nem okozó közegek esetén a termelőcsövek elhagyhatók, a rétegvíz a termelő bélésű csövön keresztül hozható a felszínre, és a nagyobb átmérő nagyobb hozamú víz, és ennek következtében nagyobb teljesítményű villamos áram termelést tesz lehetővé.

A beruházási költségek becslése előtt a villamos áram termelő geotermikus rendszer – kút pár, kútvezetékek, ORC erőmű, besajtoló szivattyú – néhány alapvető műszaki

paramétereit kellett meghatározni. Ennek érdekében a szakirodalomból valóságos tároló paramétereket vettünk fel, ill. több műszaki segédszámítást végeztünk.⁹

Gazdasági adatok, 2500 m mély kút pár

Alapvető műszaki paraméterek

Kútmélység: 2500 m

Telepnyomás: 300 bar

Telephőmérséklet: 140 °C

Termelő kút hozama: 3000 m³/nap

Termelési kútfej nyomás: 75 bar

Termelési kútfej hőmérséklet: 136 °C

ORC erőműbe belépő rétegvíz hőmérséklet: 135 °C (szigetelt kútvezeték)

⁹ Termelő és besajtoló kutakhoz IPR – Inflow/Injection Performance Relationship – számítás a termelési és besajtolási kúttalpi nyomások, VLP – Vertical Lift Performance - számítás a kútfej nyomások meghatározása érdekében, a besajtoló szivattyú várható teljesítményének számítása a felvett tároló paraméterek és kútfej nyomások esetén, stb. Az ORC erőmű hatásfokát a DiPippo (2007) cikkben közölt képletből származtattuk.

ORC erőműből kilépő rétegvíz hőmérséklet: 90 °C és 70 °C, 90 °C esetén további hő hasznosítás lehetséges 90-70 °C fűtési rendszerben is

ORC erőmű hatásfoka: 6% (90 °C kilépő hőm.), 9% (70 °C kilépő hőm.)

ORC erőmű villamos teljesítménye: 440 kW (90 °C kilépő hőm .) 950 kW (70 °C kilépő hőm.)

Kút pár távolsága: 3000 m (a kútvezetékek külső és belső korrózió ellen védettek)

Besajtolási kútfej nyomás: 93 bar

Besajtolás teljesítményigénye: 100 kW

Beruházási költségek

Szeizmikus mérés: 50 km², 200 MFt

Kút pár létesítési költsége: 1,2 -1,4 MrdFt, célszerű a nagyobb összeget figyelembe venni

ORC erőmű költsége: 200 MFt /1 Euro = 300 Ft, 440 kW/, 430 MFt /1 Euro = 300 Ft, 950 kW/, 1500 Euro/kW

Felszíni technológia költsége /kútvezetékek, besajtoló szivattyú, vegyszeradagolás, automatika, távfelügyelet, villamos csatlakozás/: 290 MFt

Tervezés, engedélyeztetés, egyéb mérnöki szolgáltatás /pl. fúrési műszaki felügyelet/, projekt menedzsment: a fenti költségek 12%-a

Közvetlen működési költségek

Felszíni technológia üzemeltetése, karbantartás, vegyszeradagolás: 20 MFt/év, 5 évenként további 20 MFt, a nagyobb teljesítménynél 30 MFt/év és 5 évenként további 30 MFt

Visszasajtolás villamos áram költsége: (8000 üzemóra/év, 25 Ft/kWh esetén) 20 MFt/év

Kútjavítás/kútmunkálat: 5 MFt/év, 5 évenként további 60 MFt

A geotermikus erőmű üzemeltetése nem igényel létszámot, az erőmű üzemeltetése távfelügyelettel történik. A kútmunkálati költségek tartalmazzák az évente elvégzett kútvizsgálati mérések költségét is. Az erőmű tervezett élettartama 30 év.

Gazdasági adatok, 4500 m mély kút pár

Alapvető műszaki paraméterek

Kútmélység: 4500 m

Telepnyomás: 800 bar

Telephőmérséklet: 200 °C

Termelő kút hozama: 3000 m³/nap, 5000 m³/nap

Termelési kútfej nyomás: 400 bar (3000 m³/nap), 390 bar (5000 m³/nap)

Termelési kútfej hőmérséklet: 192 °C

ORC erőműbe belépő rétegvíz hőmérséklet: 190 °C (szigetelt kútvezeték)

ORC erőműből kilépő rétegvíz hőmérséklet: 90 °C, további hő hasznosítás lehetséges 90-70 °C fűtési rendszerben is

ORC erőmű hatásfoka: 12%

ORC erőmű villamos teljesítménye: 2000 kW (3000 m³/nap) 3300 kW (5000 m³/nap)

Kút pár távolsága: 3000 m (a kútvezetékek külső és belső korrózió ellen védettek)

Besajtolási kútfej nyomás: 420 bar (3000 m³/nap), 430 bar (5000 m³/nap)

Besajtolás teljesítményigénye: 120 kW (3000 m³/nap), 370 kW (5000 m³/nap)

Beruházási költségek

Szeizmikus mérés: 50 km², 200 MFt

Kút pár létesítési költsége: 2,4 – 3,0 MrdFt, célszerű a nagyobb összeget figyelembe venni

ORC erőmű költsége: 900 MFt /1 Euro = 300 Ft, 2000 kW/, 1485 MFt /1 Euro = 300 Ft, 3300 kW/, 1500 Euro/kW

Felszíni technológia költsége /kútvezetékek, besajtoló szivattyú, vegyszeradagolás, automatika, távfelügyelet, villamos csatlakozás/: 410 MFt

Tervezés, engedélyeztetés, egyéb mérnöki szolgáltatás /pl. fúrési műszaki felügyelet/, projekt menedzsment: a fenti költségek 12%-a

Közvetlen működési költségek

Felszíni technológia üzemeltetése, karbantartás, vegyszeradagolás: 40 MFt/év, 5 évenként további 40 MFt, nagyobb teljesítménynél 50 MFt/év és 5 évenként további 50 MFt

Visszasajtolás villamos áram költsége: (8000 üzemóra/év, 25 Ft/kWh esetén) 24 MFt/év (2000 kW), 74 MFt (3300 kW)

Kútjavítás/kútmunkálat: 5 MFt/év, 5 évenként további 80 MFt

A geotermikus erőmű üzemeltetése nem igényel létszámot, az erőmű üzemeltetése távfelügyelettel történik. A kútmunkálati költségek tartalmazzák az évente elvégzett kútvizsgálati mérések költségét is. Az erőmű tervezett élettartama 30 év.

A beruházási költségeket a vonatkozó piaci árakból származtattuk. A geotermikus ORC erőművekre a kis villamos áram termelési hatások a jellemző, és a fenti adatokból az is látható, hogy jól fizető hő-piac – pl. távfűtés – megléte esetén az erőmű nagy „hulladék” hő teljesítményének értékesítése érdemi árbevétel növekedést eredményez, amely javítja a megtérülést. Amennyiben azt a geológiai adottságok lehetővé teszik, az ORC erőműveket célszerű a nagy hő-piacnak számító városi távfűtő hálózatok közelébe telepíteni. Tapasztalataink szerint a hulladék hő hasznosítására piaci árat fizető partnert nem egyszerű találni. Ezért az erőmű telepítési helyének adottságai jelentős hatással bírnak a megtérülésre.

Egy 1-3 MW villamos teljesítményű geotermikus kiserőmű önmagában nem bír el egy vállalati szervezetet. Ezért a gazdasági adatok meghatározásánál azt feltételeztük, hogy az erőmű működtetését és karbantartását egy külső szakcég piaci árakon végzi. Azonban több, mondjuk 5-10 erőmű üzemeltetése, különösen akkor, ha azok ~ 50 km sugarú területen belül találhatóak, s az egyes erőművek teljesítménye is nagyobb, tehát egy-egy telephelyen több kút pár üzemel, már képes eltartani egy vállalati szervezetet, sőt a felszíni karbantartás és az üzemeltetés külső vállalkozás alkalmazásánál jóval olcsóbban, messze a piaci szolgáltatási árak alatt végezhető el. Az ORC technológia nem karbantartás igényes technológia, a turbóexpanderek élettartama nagy, az élettartamra csak a nagy számú indulás/leállítás van negatív hatással. A beépített berendezések korrekt üzemeltetése esetén a karbantartási ciklusidők nagyok. Kút oldalról is hasonlóak mondhatók, ha az előkészítés, a tervezés, és a működtetés magas szakmai színvonalon történik.

Kockázatok

Egy geotermikus erőmű építése nagy kockázatú tevékenység. A geotermikus villamos áram termelő projektek fejlesztése során geológiai, kútépítési, és egyéb létesítési kockázat merül fel.

A geológiai kockázat elsősorban abban jelentkezik, hogy sikerül-e az erőmű számára megfelelő hozamú, és kútfej hőmérsékletű telep fluidumot - vizet - biztosító tárolót, geológiai szerkezetet találni. Mint említettük már, a repedezett karbonátos tárolók feltérképezése nem egyszerű feladat. A repedezett karbonátos tároló távolról sem jelent minden esetben azonosságot a karsztos tároló típusal. A repedezett tárolók jellemzően rendkívül heterogének. A repedezett tárolók esetében a porozitás kicsi, magyarországi CH kutatás tapasztalatai szerint a triász korú karbonátos tárolóknál 4%-os porozitással lehet számolni. A repedezett tárolóknál kulcskérdés, hogy igen jó tektonikai modell készüljön, és az áramlási szempontból jól vezető tektonikai elemeket, vetőket és a kapcsolódó jól repedezett tároló részeket ki tudjuk térképezni, ill. ezekre mélyüljön le a termelő és besajtoló kút pár. Repedezett tárolóknál további feladat annak eldöntése is, hogy az adott tároló milyen feszültség állapotban található. Ki kell zárni azokat a tárolókat a fejlesztésből, melyeket a repedéseket záró, és ennek következtében az áramlást megakadályozó feszültség állapot jellemez. Tisztázni kell azt is, hogy a termelő és besajtoló kút pár között mekkora hő átadó felület található, és ki kell zárni az idő előtti hő-áttörés lehetőségét. A fenti potenciális problémák kiküszöbölése érdekében alapos geológiai előkészítésre és modellezésre van szükség. Ezért szerepeltettük a beruházási költségek között a szeizmikus geofizikai mérések költségét. Megfelelő geofizikai mérések és feldolgozás birtokában a geológiai kockázatok mértéke jelentősen csökkenthető, azonban ennek ellenére a projektben számítani kell a kút-hozam kockázatra, amely a tervezettnél több kút lefúrását eredményezheti. Nagyobb projektek már önmagukban is csökkentik a geológiai kockázatot, hiszen a nagyobb kútszám egyben több geológiai információt és jobb tároló leírást is jelent.

A kútépítési kockázat főleg a nagyobb mélységű és túlnyomású tárolóknál jelentkezik, jellemzően akkor, ha a béléscső saruk helyének kijelölése nem megfelelően történik. Geológiaiailag jól előkészített és megfelelően tervezett kútszerkezeteknél ez a kockázat igen jelentősen lecsökken. A HPHT kutak fúrásánál különösen ügyelni kell a felhasznált anyagok és szolgáltatások minőségére. A magas hőmérséklet, a viszonylag nagy mélység és a nehéz kútszerkezet miatt a HPHT kutak lefúrása költséges dolog, mert nagy teljesítményű fúróberendezésre és drága anyagokra van szükség az ilyen kutak mélyítésénél. A termelő szakaszok fúrása közben iszapvesztésre kell számítani. A HPHT kutak létesítéséhez szükséges minden anyag és szerviz szolgáltatás elérhető Magyarországon. A HPHT kutaknál fellépő nagy igénybevétel és az elvárt hosszú, több évtizedes élettartam igény miatt csak a feladatnak megfelelő legjobb anyagokat és szolgáltatásokat érdemes alkalmazni.

Az egyéb építési/létesítési kockázatok esetében két tényezőt kell megemlíteni. Az első a közcélú villamos hálózatra való csatlakozás lehetősége. Kisebb villamos teljesítményű erőművek (1-3 MW) elvileg könnyen csatlakoztathatók egy 20 kV-os villamos hálózathoz. 20 kV-os vezetékek gyakorlatilag mindenütt megtalálhatók az országban. Azonban a tapasztalatok szerint az áramszolgáltatók nehezen adnak engedélyt a 20 kV-os vezetékekhez való csatlakozásra, s ha adnak is engedélyt, akkor azt meglehetősen körülményesen teszik. Villamos hálózatra való csatlakozási lehetőség hiányában az erőmű építése meghiúsul, tehát a geológiai előkészítést megelőzően, vagy azzal párhuzamosan célszerű tisztázni a közcélú villamos hálózatra való csatlakozás lehetőségét. A közcélú hálózatra való csatlakozási engedély megszerzése nélkül értelemszerűen nem kapható engedély az erőmű létesítésére (MEH), illetőleg nem lehet a villamos áramot kötelező átvételi áron értékesíteni.

Gazdaságossági elemzés

Annak eldöntésére, hogy a beruházást gazdaságilag megéri-e magvalósítani-e vagy sem, egy diszkontált cash-flow alapú (DCF) értékelési eljárást végzünk. Az elemzés során minden egyes évre külön-külön megnézzük, hogy milyen hasznok és költségek keletkeznek az 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 lehet a beruházás elvégzése, ellenkező esetben nem. A másik rendszeresen használt mutató egy projekt értékelésénél a belső megtérülési ráta (*IRR, Internal Rate of Return*), amely azt mutatja meg, hogy milyen diszkontráta (r) mellett teljesül, hogy a nettó jelenérték nulla. Ha az elvárt hozam nagyobb, mint a kapott IRR, akkor nem érdemes megvalósítani a projektet, ellenkező esetben igen. A modell és a feltételezések részletes leírását a melléklet tartalmazza. A technológiai és gazdasági adatok összefoglalását a következő táblázat mutatja.

	2500 méter		4500 méter	
	1. technológia	2. technológia	3. technológia	4. technológia
Villamos teljesítmény (kW)	440	950	2 000	3 300
Beruházási költség (€)	739 200	1 596 000	3 360 000	5 544 000
Felszíni technológia ktg-e (Ft)	2 116 800 000	2 116 800 000	4 043 200 000	4 043 200 000
Fix költség/év	25 000 000	35 000 000	45 000 000	55 000 000
Fix ktg /öt év	80 000 000	90 000 000	120 000 000	130 000 000
Élettartam (év)	30	30	30	30
Éves működési óraszám (óra/év)	8 000	8 000	8 000	8 000
Termelt villamos energia (kWh)	2 720 000	6 800 000	15 040 000	23 440 000
Termelt hő (GJ)	92 160	0	92 160	155 520

5. táblázat: A négy különböző technológiai főbb adatai

A fenti adatokkal a következő eredményeket kapjuk a beruházás megtérülésére vonatkozóan.

	Technológia	Villamos energia teljesítmény (kW)	NPV (mFt)	IRR (%)
Hőértékesítés nélkül	1. technológia	440	-1 788	-
	2. technológia	950	-953	-
	3. technológia	2000	-1 004	4,5%
	4. technológia	3300	588	8,2%
Hőértékesítéssel	1. technológia	440	512	9,6%
	2. technológia	950	-953	-
	3. technológia	2000	1 209	9,8%
	4. technológia	3300	4 321	16,0%

6. táblázat A vizsgált esetek gazdaságossági elemzése, alapeset

A fentiekből látható, hogy hőértékesítés nélkül csak a negyedik, legnagyobb teljesítményű erőmű lehet gazdaságosan megvalósítani, a többi egyáltalán nem. Hőértékesítés esetében már az 1. és a 3. technológia is gazdaságos lehet. Ugyanakkor fontos két megjegyzést tenni, amely alapján befolyásolja a projekt megtérülését. Először is a hőértékesítés nem igazán reális, mivel kicsi az esély arra, hogy olyan helyen lehet erőművet létesíteni, ahol van nagy hőfogyasztó. Abban az esetben, ha az erőmű megépítése után kerül egy nagy hőfogyasztó a területre, akkor a hőt csak lényegesen olcsóbban lehet értékesíteni, és nem a fentiekben számolt gázár alapján.

Másodszor a fenti eredményeket úgy kaptuk, hogy az első kútforrás eredménnyel jár, azonban a geotermikus erőmű legnagyobb kockázata a kútfúrás. Az eredmények reális értékelése végett bemutatjuk, hogy ha két kútpárt kell fúrni egy erőműhöz (tehát az első sikertelen), akkor milyen megtérülési eredményeket kapunk (7. táblázat).

	Technológia	Villamos energia teljesítmény (kW)	NPV (mFt)	IRR (%)
Hőértékesítés nélkül	1. technológia	440	-3 252	-
	2. technológia	950	-2 339	-
	3. technológia	2000	-3 956	-
	4. technológia	3300	-2 344	3,7%
Hőértékesítéssel	1. technológia	440	-856	4,3%
	2. technológia	950	-2 339	-
	3. technológia	2000	-1 723	4,5%
	4. technológia	3300	1 390	8,8%

7. táblázat A vizsgált esetek gazdaságossági elemzése, egy sikertelen fúrás esetén

Látható, hogy abban az esetben, ha az első fúrás nem vezet eredményre, akkor jelentősen csökken a projektek megtérülése, és hőértékesítés nélkül egyértelműen igazolható, hogy egyik projekt megvalósítása sem javasolt. Hőértékesítés esetében legfeljebb a negyedik, legnagyobb teljesítményű erőmű lehet gazdaságos.

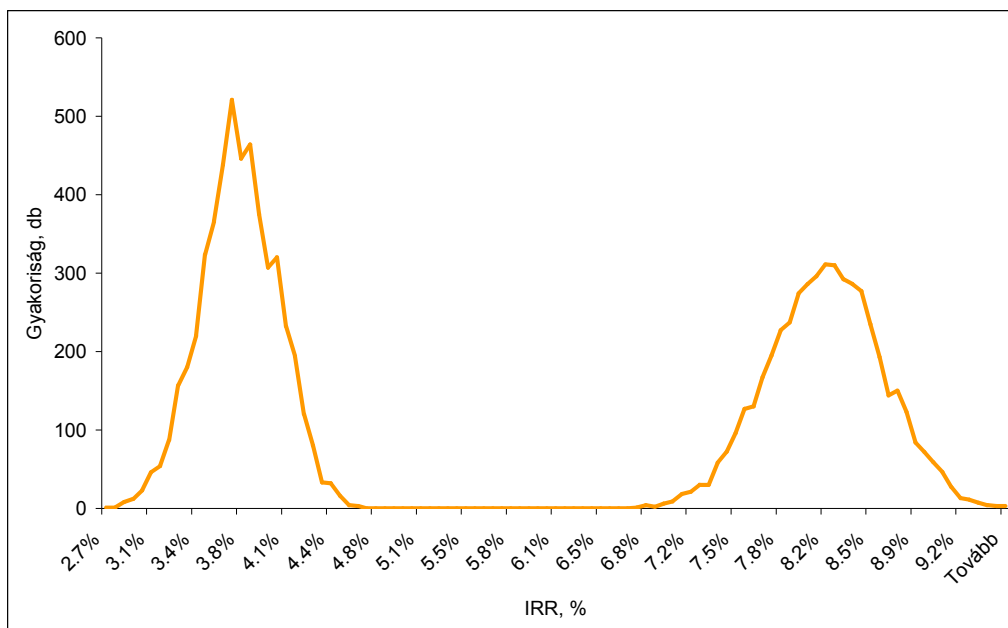
Az eredmények reális értékelése végett szükséges elvégezni különböző típusú érzékenységvizsgálatot. A következőkben először a parciális érzékenységvizsgálatot mutatjuk be, majd a Monte-Carlo szimulációkat végzünk a különböző esetekre vonatkozóan. A parciális érzékenységvizsgálatot csak a legvalószínűbb megtérülési projektekre a legnagyobb villamos erőműre számoltuk ki, hőértékesítés nélkül.

	NPV, MFt		IRR, %	
	pesszimista	optimista	pesszimista	optimista
Ft/€ árfolyam	346	733	7,7%	8,6%
Kötelező átvétel ára	-40	1 215	6,9%	9,5%
Társasági adó	512	663	8,1%	8,4%

8. táblázat A parciális érzékenységvizsgálat nettó jelenértéke és belső megtérülési rátái

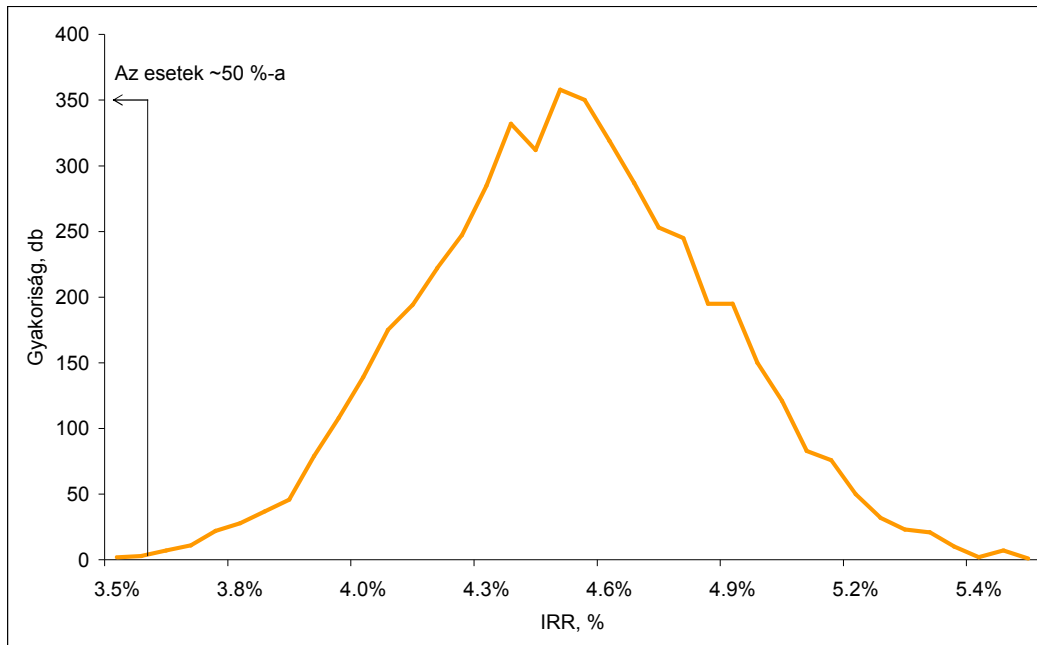
A fenti táblázatban feltüntettük projekt nettó jelenértékét és a belső megtérülési rátákat. Alapesetben, tehát ha az összes inputváltozó a realista értékét veszi fel, akkor a projekt nettó jelenértéke 588 millió forint, vagy 8,2 %. A fentiekből látszik, hogy a legfontosabb tényező egyértelműen a kötelező átvétel árának alakulása. Optimista esetben ezzel a projekt IRR-je 9,6 %-ra nőhet, ugyanakkor pesszimista esetben negatív is lehet a nettó jelenérték.

A következőkben a négy technológia Monte-Carlo szimulációját végezzük el. Minden esetben a belső megtérülési rátával vizsgáljuk a projekteket. A Monte-Carlo szimuláció futtatásakor azzal a feltételezéssel élünk, hogy 50 %-a a valószínűsége, hogy egy kútpárt, és szintén 50 %-a annak a valószínűsége, hogy két kútpárt kell fúrni. Az alábbiakban a 3. és 4. technológiára mutatjuk be a Monte-Carlo szimulációt, a másik két esetben is elvégeztük a szimulációt, de egyáltalán nem kaptunk olyan eredményt a futtatásokból, amelyek pozitív belső megtérülési rátát eredményezett volna.



20. ábra A 4. technológia belső megtérülési rátájának eloszlása Monte-Carlo szimulációval

A fenti ábrából látható, hogy az eloszlás kétmódusú. Az első „púp” körül akkor szóródnak az eredmények, ha két kútpárt kell fúrni, míg a másik, ha elegendő egyet. A fenti esetben láthat, hogy a belső megtérülési ráta még a legjobb esetben sem haladja meg a 10 %-ot.



21. ábra A 3. technológia belső megtérülési rátájának eloszlása Monte-Carlo szimulációval

A fenti ábrán látszik, hogy ebben az esetben már csak egymódusú az eloszlás, mivel azon esetekben amikor kétkútpár fúrása szükséges a sikeres projekthez nincsen olyan belső megtérülési ráta, amely pozitív lenne.

Összefoglalás

A fentiek alapján elmondhatjuk, hogy egyértelműen a 4. legnagyobb villamos energia teljesítményű erőmű megvalósíthatósága lehet egyedül indokolható, a többiről egyértelműen kijelenthető, hogy semmilyen esetben sem térül meg a beruházás. Az említett technológiába is csak akkor éri meg beruházni, ha lehetséges a hő értékesítése magas áron, és nagy biztonságot rejt a kútfúrás.


Melléklet: A cash-flow alapú értékelési eljárás bemutatása

A következőkben bemutatjuk a diszkontált cash-flow alapú értékelési eljárás általános működési mechanizmusát, illetve a felhasznált inputadatok részletes elemzését.

A módszertan általános ismertetése

Annak eldöntésére, hogy a beruházást megéri-e magvalósítani-e vagy sem, egy diszkontált cash-flow alapú (DCF) értékelési eljárást végzünk. Az elemzés során minden egyes évre külön-külön megnézzük, hogy milyen hasznok és költségek keletkeznek az 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.

	0. év	1. év	...	t. év
Beruházás költsége	$I(0)$	0
Bevétel/haszon	$B(0)$	$B(1)$
Kiadás/költség	$K(0)$	$K(1)$
Értékcsökkenés	$\acute{E}CS(0)=I(0)*e$	$\acute{E}CS(1)=I(0)*e$
Adófizetés	$T(0)*[-I(0)+B(0)-K(0)-\acute{E}CS(0)]$	$T(1)*[B(1)-K(1)-\acute{E}CS(1)]$
Cash-flow	$CF(0)=-I(0)+B(0)-K(0)-ad\acute{o}$	$CF(1)=B(1)-K(1)-ad\acute{o}$
Diszkonttényező	$D(0)=1$	$D(1)=1/(1+r)$
Diszkontált cash-flow	$DCF(0)=CF(0)*D(0)$	$DCF(1)=CF(1)*D(1)$



$$DCF(0)+DCF(1)+\dots+DCF(t)=\sum DCF = \text{Nettó jelenérték}$$

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

A cash-flow a következő főbb tételből tevődik össze, amelyet egy részletes elemzésnél további altételekre lehet bontani. A befektető végrehajt egy beruházást a 0. évben, amelynek nagysága $I(0)$. Ha a beruházás gyorsan megvalósítható, akkor még ugyanezen

évben bevételt/haszont is termel a befektetés, amelynek nagysága $B(0)$, és ehhez kapcsolódóan $K(0)$ költség képződik. Ebben az esetben már a 0. évben is lehetséges értékcsökkenés elszámolása, amely többféle módszerrel valósulhat meg.

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 $I(0)/t$ 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 $T(0)$ -szorosával, 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-t 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 0. 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. A befektetések elemzésénél szokás figyelmen kívül hagyni az inflációt, feltételezve így, hogy minden költségre és bevételre ugyanolyan mértékű árdragulást számolunk el. Ebben az esetben a diszkontálásnál is reálkamatlábakkal kell számolni. A diszkontláb így megegyezik a projekttől elvárt megtérüléssel, amely a projekt kockázatosságától függ.

A diszkonttényezők segítségével az adott évi cash-flow-t azonos évi pénzre számoljuk át, és ezeket összeadva kapjuk meg a projekt nettó jelenértékét. Ha ezen érték negatív, abban az esetben a projekt megvalósítása gazdaságilag nem racionális, míg ellenkező esetben javasolt lehet a beruházás elvégzése.

A másik rendszeresen használt mutató egy projekt értékelésénél a belső megtérülési ráta (IRR, Internal Rate of Return), amely azt mutatja meg, hogy milyen diszkontráta (r) mellett teljesül, hogy a nettó jelenérték nulla. Ha az elvárt hozam nagyobb, mint a kapott IRR, akkor nem érdemes megvalósítani a projektet, ellenkező esetben igen.

Érzékenységvizsgálat

Az eredmények reális értékelési végett szükséges kétfajta érzékenységvizsgálat elvégzése: parciális érzékenységvizsgálat, másrészt Monte Carlo szimuláció. A következőkben ezek módszertanát mutatjuk be részletesen

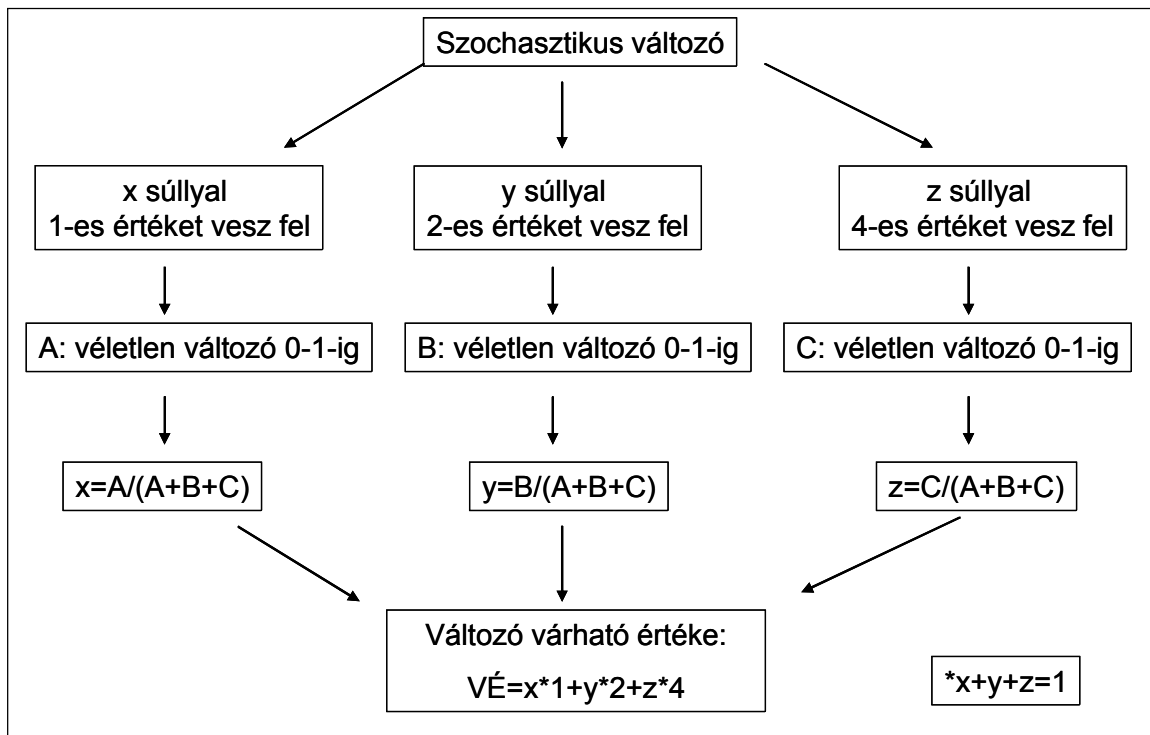
Parciális érzékenységvizsgálat

Ezen vizsgálatnál először megvizsgáljuk, hogy a legvalószínűbb esetben, tehát amikor az összes inputtényező a realista értéket veszi fel, milyen nettó jelenértéket, illetve belső megtérülési rátát kapunk. Ezt követően egy inputtényező értékét megváltoztatjuk. Egy-egy alapadtnál összesen kétfajta parciális érzékenységvizsgálatot végzünk el. Megvizsgáljuk, hogyan változik a kapott eredmény, ha az adott inputtényező pesszimista, illetve ha az optimista értékét veszi fel. Ezeket a vizsgálatokat elvégezve az összes inputtényezőre megkapjuk azon változókat, amelyek kritikusan hatnak a projekt megtérülésére.

Monte-Carlo szimuláció

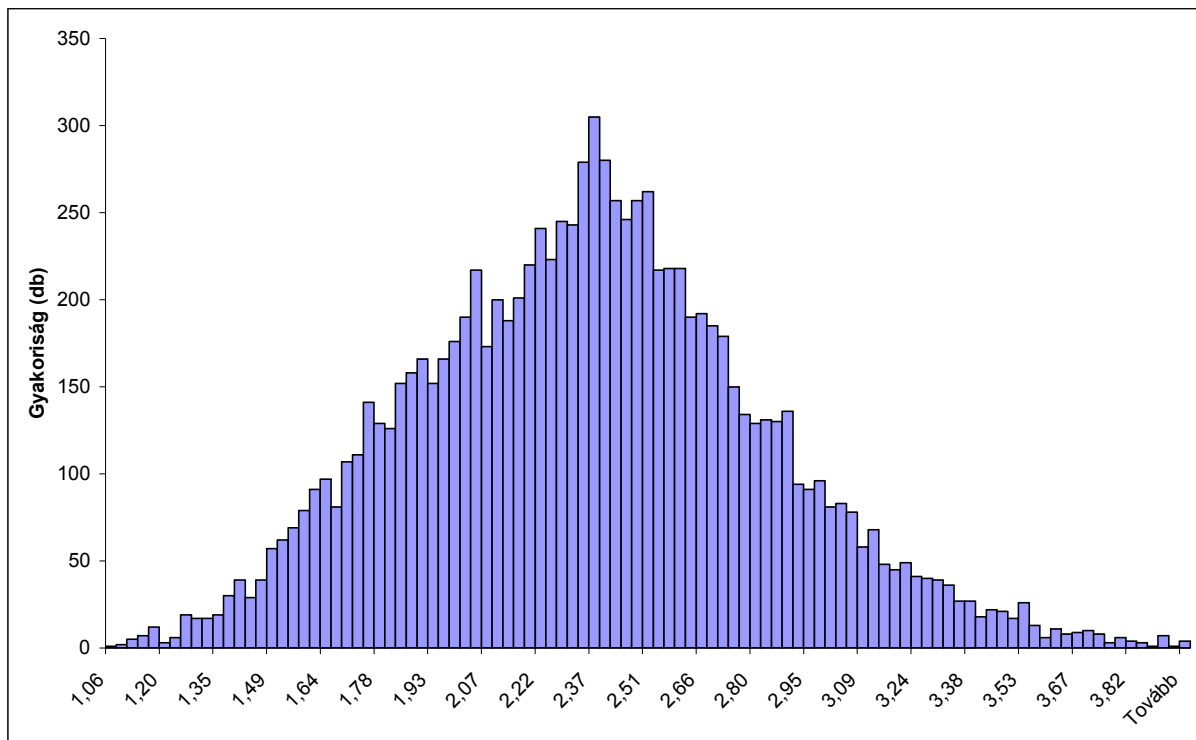
A másik népszerű érzékenységvizsgálat a Monte-Carlo szimuláció. Ezen módszert akkor használjuk, ha nagyszámú, sztochasztikus változónk van, amely rendelkezik egy véletlen taggal. Ezen véletlen részt sokszor megismételve kapjuk meg a változó várható értékének eloszlását. Nézzük meg egy példán keresztül, hogyan működik a Monte-Carlo szimuláció!

Legyen egy változónk, amely három értéket vehet fel: 1-et, 2-et vagy 4-et. Ezt követően mindegyik értékhez képezünk egy 0-1-ig terjedő skálán egy véletlen számot. Adjuk össze ezt a három számot, majd mindegyik kimenet esetében a képzett véletlen változót elosztjuk ezen összeggel, amely az adott értékhez való súly lesz. Ezt mutatja szemléletesen a következő ábra.



23. ábra: A sztochasztikus változó várható értékének meghatározása

Ezt a módszert sokszor megismételve (jelen elemzésnél 10000-szer), megkapjuk a változó várható értékének eloszlását, amelyet a következő hisztogram mutat.



24. ábra: A sztochasztikus változó várható értékének hisztogramja

A hisztogramon látható, hogy a legvalószínűbb érték, amelyet a vizsgált változó felvesz a 2,33, amely nem más, mint a három kimenet számtani átlaga. Látható továbbá, hogy a két szélsőséges értéket (1, illetve 4) szinte minimális esetben veszi fel.

A Monte-Carlo szimuláció elsősorban olyan esetekben használatos, amikor nagyszámú sztochasztikus inputtényezővel dolgozunk. Mivel ebben az esetben sok változónk van, ezért mindenképp javasolt ezen érzékenységvizsgálat elvégzése. Jelen esetben a következőképpen végezzük el a Monte-Carlo szimulációt. Vegyük az első inputtényezőt, és annak három kimenetét (optimista, realista, pesszimista). Generáljunk három véletlen számot nulla és egy között, amelyeket adjunk össze. A három generált számot darabonként osszuk el ezen összeggel, amely megadja a három kimenethez tartozó súlyokat. Ezen súlyokkal beszorozva a kimeneti értékeket kapjuk meg az első inputtényező értékét. Ezután ezt végezzük el az összes inputtényezőre, és ezen inputok alapján számoljuk ki a nettó jelenértéket, illetve a belső megtérülési rátát. Ezután generáljuk újra a véletlen számokat (azaz a súlyokat), és így megint végezzük el az elemzést, amely megadja a nettó jelenértékét (és az IRR-t) a beruházásnak. Ezt ismételjük meg sokszor (jelen esetben az inputtényezők száma miatt javasolt 10000-szer), megkapva így a nettó jelenérték eloszlását, amely egy hasonló hisztogramot jelent, mint a fenti, azzal a különbséggel, hogy a vízszintes tengelyen a nettó jelenérték, vagy a belső megtérülési ráta szerepel.

Inputtényezők

A diszkontráta meghatározása

A diszkontrátát, amellyel a jövőbeli értékeket jelenlegi árakra váltjuk át a CAPM alapján tehetjük meg. A CAPM megmutatja, hogyan számolható ki az elvárt sajáttőke hozama:

$$E(r_i) = r_f + \beta(r_m - r_f)$$

A fenti képlet egyes tagjait a következőképpen becsülhetjük.

A piaci prémiumot ($r_m - r_f$) Damodaran¹⁰ alapján a következőképpen határozhatjuk meg. Vesszünk egy kockázati prémiumot, amely nem tartalmaz ország kockázatot (a minősítése a Moody's alapján Aaa), amelyet ő 4,8 %-nak vesz. Ehhez csak az ország kockázatot kell hozzáadni, amelyet a Moody's minősítések alapján kapunk meg. Jelenleg hazánk besorolása A2, amely alapján az ország kockázat 80 bázispont, így a kockázati prémium összesen 5,6 %. A realista forgatókönyv szerint ez az érték hosszú távon nem változik, míg a pesszimista alapján eggyel romlik az ország minősítése, így az ország kockázat 90 bázispontra növekszik, míg az optimista forgatókönyv esetében emelkedik a Moody's besorolása, amely mindössze 60 bázispont lesz. Mindegyik forgatókönyv esetében a változást 2009 elejétől vesszük alapul, ezt követően pedig változatlan besorolást feltételezünk az egyes forgatókönyveken belül.

¹⁰ Forrás: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

A béta adatokat az ún. béta könyv tartalmazza szektoronkénti és ország csoportok szerinti bontásban. Szintén Damodoran alapján egy magyar erőmű bétáját 0,45-nek kell venni. A Magyar Energia Hivatal 0,4-es bétát használ a rendszerhasználat hatósági árképzésénél alkalmazandó tőkekölség számításánál. Ezek alapján a három forgatókönyv alapján 0,35-ös, 0,4-es, illetve 0,45-ös bétával számolunk.

A kockázatmentes hozamot (amely egy olyan befektetés, melynek szórása 0) általában az állampapírok hozama alapján számolják. Az állampapírok kockázatmentes reálhozama számításának alapja az implikált forward reálkamatláb. A nominális éves forward indexek, inflációs ráták előrejelzése és az ezek alapján számolt kockázatmentes reálhozam látható az alábbiakban:

Év	Nominális hozam	Inflációs ráta	Reálhozam
	%		
2009	8,1	4,2	3,74
2010	8	3	4,85
2011	7,9	3	4,75
2012	7,9	3	4,75

9. táblázat A PM és az MNB által becsült inflációból, és az állampapírok éves nominális hozamából számolt reálhozam

forrás: MNB, PM, saját becslés

A fenti adatok felhasználásával a következő éves diszkontértékekkel számolhatunk.

		2009	2010	2011	2012	2013	Implicit szakasz
	Kockázatmentes reálhozam	3,74	4,85	4,75	4,75	4,75	4,75
Béta	optimista	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
	realista	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
	pesszimista	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Piaci prémium	optimista	5,40	5,40	5,40	5,40	5,40	5,40
	realista	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60
	pesszimista	5,70	5,70	5,70	5,70	5,70	5,70
Diszkonttényező	optimista	5,63	6,74	6,64	6,64	6,64	6,64
	realista	5,98	7,09	6,99	6,99	6,99	6,99
	pesszimista	6,31	7,42	7,32	7,32	7,32	7,32

10. táblázat A különböző forgatókönyvekhez tartozó éves diszkontráták, %

Árfolyamok becslése

Az utóbbi időben jelentős mértékű árfolyam-ingadozással szembesülhettünk, mind az euró/Ft, mind a dollár/forint kurzusában. A nagymértékű változás hatására a magyar intézmények sem publikálnak hivatalos árfolyam-előrejelzéseket. Így az erőmű megtérülés számításához mindkét esetben a pesszimista és az optimista forgatókönyv esetében nagy sávval számolunk, amely értékeket a következő táblázat mutatja.

	Ft/€	Ft/\$
--	------	-------

Optimista	250	260
Realista	280	230
Pesszimista	330	200

11. táblázat Árfolyam forgatókönyvek

A fenti értékeket az egész időszak alatt állandónak tételezzük fel. A dollár kurzus a gázár-előrejelzésnél tölt be fontos szerepet, míg az euró elsősorban a beruházási költségeket változtatja. Ebből következően eltérő a pesszimista és az optimista forgatókönyv.

Társasági adó

A társasági nyereségadó mértékét a 1996. évi LXXXI. Törvény szabályozza. A bevezetésekor ennek mértéke a pozitív adóalap 18 %-a volt, amely 2004. január 1.-től lecsökkent 16 %-ra. Ebből is látható, hogy a ráta mértéke viszonylag állandónak mondható, mivel 12 év alatt mindössze egyszer történt változás. Ebből kifolyólag számolásunk során három forgatókönyvet tételezünk fel. A pesszimista esetben a nyereségadó mértékét 18 %-osnak, optimista esetben 14 %-osnak, míg a realista scenárióban az adórata mértéke megegyezik a jelenlegi szinttel, azaz 16 %-al. Azzal a feltételezéssel élünk, hogy az egyes forgatókönyvek esetében az adórata változatlan marad, tehát csak a forgatókönyvet választjuk meg, azon belül a nyereségadó rátája változatlan marad.

Kötelező átvételi tarifa

A jelenleg érvényes megújuló és kapcsolt termelésből származó átvételi rendelet értelmében egy új, geotermikus erőmű a következő támogatott árat kapja.

	Csúcs	Völgy	Mélyvölgy
Átvételi ár (Ft/kWh)	29,56	26,46	10,80
Zónaidők időtartama munkanapokon	06:30-22:30 és	22:30-02:00 és 05:30-06:30	02:00-05:30
Zónaidők időtartama nem munkanapokon	-	06:30-01:30	01:30-06:00
Éves számított óraszám, óra	2268	5397	1095
Éves számított óraszám megoszlása, %	25,9%	61,6%	12,5%

12. táblázat A jelenlegi átvételi ár és a zónaidők egy geotermikus erőműre vonatkozóan

forrás: 389/2007. Korm rendelet

A fenti táblázat mutatja, hogy mekkora a jelenlegi átvételi ár egy geotermikus erőműre vonatkozóan, illetve a különböző órákban az átvételi árat melyik zónaidő határozza meg. Feltételezve, hogy az erőmű zsinórtermelést folytat az átlagos átvételi ár, amelyet az átvételi árak az egyes zónaidőkel súlyozott átlagával kapunk meg, 25,31 Ft/kWh. Ez az

érték a rendelet minden évben a KSH által közzétett fogyasztói árindexszel kerül korigálásra.

A fenti elemzés alapján a realista forgatókönyvnek a fenti képlet által meghatározott árat vesszük. A pesszimista és optimista forgatókönyv esetében +/- 10 % ponttal az induló árváltozást korigáljuk.

Fontos azonban hangsúlyozni, hogy a jelenleg érvényes jogszabályok alapján a Magyar Energia Hivatal vizsgálja a projekt megtérülését, és a fenti értékeket csak a projekt megtérüléséig adható. Ugyanakkor az elmúlt évek tapasztalata alapján kijelenthető, hogy ilyen vizsgálatot a Magyar Energia Hivatal egyetlen esetben sem folytatott, és minden termelő a projekt egésze élettartalma alatt számíthat arra, hogy kötelező átvételi áron adhatja el a megtermelt villamos-energiát.

Értékcsökkenési leírás

Az értékcsökkenési 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.

$$\dot{E}CS_i = \frac{I}{t}, \text{ ahol}$$

ÉCS_i: az i-edik évi amortizáció;

I: a beruházás értéke;

t: a működési idő.

Gázár-előrejelzés

A gázár előrejelzés relevanciája a hőértékesítés esetében nyilvánul meg. Azzal a feltételezéssel élünk, hogy a hőt a gáz árán tudja eladni az erőmű üzemeltetője. Ugyanakkor látni kell, hogy ezen feltételezés erősen optimista, mivel a geotermikus erőművet nagy valószínűséggel olyan helyre kell építeni, ahol nincs helyben nagy hőfogyasztó, így csak akkor lehet a hőt értékesíteni, ha később közvetlenül az erőműre létesül egy hőfogyasztó, amely várhatóan csak nagyon optimális esetben lehet a gáz árán értékesíteni a hőt.

1996-ban kötötték meg a PanRusGaz importszerződést, amely a hazai ellátás 75 %-át adja. Ezen szerződés 2016-ig hatályos, így előrejelzésünk folyamán is ezen szerződés alapján becsüljük a hazai földgáz nagykereskedelmi árát. A jelenleg is érvényes hosszú távú szerződés szerint az importált gáz ára a gázolaj és a fűtőolaj előző kilenc havi árának

mozgó átlagától függ, és az árkorrekcióra negyedévente kerül sor. A gázolaj és a fűtőolaj ára a PLATTS jegyzése alapján kerül megállapításra (1% kéntartalmú fűtőolaj és 0,2% kéntartalmú gázolaj termékeket véve alapul). Ezen termékek áralakulása szoros kapcsolatot mutat a kőolaj (Brent, \$/hordó) árával. A továbbiakban feltételezzük, hogy a Brent ára a másik két termék árát lineárisan határozza meg. A Brent és a jelzett olajtermékek áralakulása közötti együttmozgásra regressziós kapcsolatokat becsültünk. Ebből és az importár képletből a Brent árának függvényében a következő képlet adódik 1000 m³ importált földgáz \$-ban kifejezett árára:

$$S_i = 4,9 + 4,4 * \text{Brent}$$

A fenti képlet alapján a következő értékek adódnak a hazai gázára vonatkozóan.

	Gázár \$/ezer m ³			Gázár Ft/GJ (realista Ft/\$)		
	pesszimista	realista	optimista	pesszimista	realista	optimista
2009	323	352	383	2 187	2 381	2 592
2010	279	346	429	1 889	2 341	2 901
2011	248	336	454	1 680	2 272	3 071
2012	225	326	471	1 524	2 205	3 189
2013	220	326	483	1 488	2 204	3 264
2014	225	333	493	1 521	2 252	3 334

13. táblázat Gázár forgatókönyvek

A fenti értékekhez még szükséges hozzávenni a földgáztarifa változó tételét is, amelyet az a jelenleg érvényes jogszabályok alapján 0,53 Ft-nak vettük köbméterenként.

Felhasznált irodalom

Altener II 4.1030/Z/02-045: Integrated Feasibility Study on Geothermal Utilisation in Hungary Geothermal Power Project 2005, February

Árpási M., Lorberer Á. és Pap S. (2000) High Pressure and Temperature (Geopressed) Geothermal Reservoirs in Hungary, Proceedings World Geothermal Congress , Kyushu - Tohoku, Japan, May 28 - June 10, 2000

Bertani, R. 2008, Geothermal Power Plants Commissioned in the Third Millennium, IGA News, No.72.

Combs, J. (2006) Financial risk management instruments for geothermal energy development projects, UNEP Programme division of Technology, Industry and Economics

Dövényi, P., Drahos, D. és Lenkey, L. (2001), Magyarország geotermikus energia-potenciáljának feltérképezése a felhasználás növelése érdekében. Hőmérsékleti viszonyok. Jelentés a Környezetvédelmi Alap Célelőirányzat részére. ELTE, Geofizikai Tanszék, 1-10.

Dövényi, P. és Rybach, L. (2006), EGS prospects in Hungary, ENGINE Launching Conference, Orléans 13 February 2006

DiPippo, R. 2007, Ideal thermal efficiency for geothermal binary plants, Geothermics 36 (2007) 276–285

Fridleifsson, I.B. és szerzőtársai, 2008, The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change. In: O. Hohmeyer and T. Trittin (Eds.) IPCC Scoping Meeting on Renewable Energy Sources, Proceedings, Luebeck, Germany, 20-25 January 2008, 59-80.

International Energy Agency: World Energy Outlook, 2008

Kujbus, A. (2008), Mélységi geotermikus energiakutatások jelene és jövője Magyarországon „A geotermia szakma-politikai kérdései” konferencia Szentes, 2008. október 28-29.

Lenkey, L. (1999), Geothermics of the Pannonian basin and its bearing on the tectonics of basin evolution. – PhD Thesis, Vrije Universiteit, Amsterdam. 215.

Lorberer, Á. (2004), A geotermális energiahasznosítás hazai fejlesztési koncepciója 2010-ig., VITUKI, Jelentés a Környezetvédelmi és Vízügyi Minisztérium részére

Mádlné Szőnyi, J. (2006), A geotermikus energia, Készletek, kutatás, hasznosítás. Grafikon Kiadó, Nagykovácsi, 2006.

Mádlné Szőnyi, J. (2008), A geotermikus energiahasznosítás nemzetközi és hazai helyzete, jövőbeni lehetőségei Magyarországon - Ajánlások a hasznosítást előmozdító kormányzati lépésekre és háttér tanulmány, Magyar Tudományos Akadémia, Budapest

Németh G. (2002), A mélységihő bányászat lehetőségei Magyarországon, Kőolaj és Földgáz 35, 7-8. szám

Pannonplast (2007): Geotermikus energia,
http://www.pannonplast.hu/megujulo_energiaforrasok.html

Rybach, L., Mégel, T., Eugster, W.J. (2000) At what time scale are geothermal resources renewable?, Proceedings World Geothermal Congress 2000, Kyushu - Tohoku, Japan, May 28 - June 10, 2000

Rybach, L. (2003), Geothermal energy: sustainability and the environment, Geothermics 32 (2003) 463–470

Rybach, L. és Mongillo, M. (2006), Geothermal Sustainability – A Review with Identified Research Needs. – In: Geothermal Research Council 2006 Annual Meeting, San Diego, California (10–13, September 2006).

Tester és szerzőtársai, 2006, The Future of Geothermal Energy – Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21th Century. Massachusetts Institute of Technology. Cambridge, MA, USA.

Ungemach P. és Antics M. (2003), Geopower technology update, EGEC presentation, 2008. 06.18.

