

# **Doktori (PhD) értekezés**

Fuchsz Máté

Gödöllő  
2016.

# I. Tartalomjegyzék

<b>I. Tartalomjegyzék.....</b>	<b>III</b>
<b>II. Jelölések, rövidítések jegyzéke .....</b>	<b>V</b>
<b>1. Bevezetés .....</b>	<b>6</b>
1.1 Célkitűzések .....	7
1.1.1 Modellüzemek kialakítása és adatgyűjtés .....	9
1.1.2 Életciklus-elemzés (LCA) .....	12
1.1.3 A biometán-termelés gazdaságossági vizsgálata.....	14
<b>2. Irodalmi áttekintés .....</b>	<b>15</b>
2.1 A biogáztermelés alapjai .....	15
2.1.1 A biogáztermelés történeti áttekintése .....	15
2.1.2 Mikrobiológiai alapok .....	20
2.1.3 A biogáztermelés alapanyagai.....	21
2.1.4 A biogáz felhasználása .....	27
2.1.5 A biogáztermelés technológiája .....	28
2.1.6 A biometán kötelező átvételi rendszere egyes európai országokban .....	32
2.1.7 A biometán-termelés önköltségi ára a szakirodalomban.....	34
2.2 Szén-dioxid leválasztási technológiák .....	35
2.2.1 Nyomásváltásos adszorpció .....	35
2.2.2 Abszorpciós eljárások .....	38
2.2.3 Membrános szétválasztási eljárás.....	44
2.2.4 A gáztisztítási technológia kiválasztásának módszere .....	45
2.3 Életciklus-elemzés alapjai .....	48
2.3.1 Életciklus-hatásértékelés .....	49
2.3.2 Életciklus-elemzés szoftveres háttér .....	54
<b>3. Anyag és módszer .....</b>	<b>58</b>
3.1 LCI elemek .....	58
3.1.1 A biogázüzemek kivitelezésének életciklus leltára.....	59
3.1.2 Üzemeltetés életciklusleltár.....	63
3.1.3 Szubsztrátum életciklusleltár.....	63
3.2 LCIA elemek .....	67
3.2.1 Alapanyag-felhasználás.....	67
3.2.2 Villamosenergia-önfogyasztás .....	69
3.2.3 Hőenergia-fogyasztás .....	72

3.2.4	Füstgázemisszió korrekciós tényező .....	75
3.2.5	CO <sub>2</sub> képződés a biogáz felhasználása során.....	76
3.3	Gazdaságossági vizsgálatok .....	79
3.3.1	Belső megtérülési ráta .....	79
3.3.2	Nettó jelenérték kamatlába.....	80
3.3.3	Átlagos tőkeköltség (WACC) .....	81
3.3.4	Nettó jelenérték számítása.....	84
3.3.5	A gazdaságossági vizsgálat alapadatai .....	85
3.3.6	Energiaértékesítés árbevétele .....	87
3.3.7	Egyéb paraméterek.....	89
3.3.8	A gazdaságossági számítás menete .....	90
3.3.9	Kötelező átvételi ár meghatározása.....	93
<b>4.</b>	<b>Eredmények .....</b>	<b>94</b>
4.1	A gazdaságossági vizsgálat eredményei .....	94
4.1.1	Biogázüzemek beruházási költségei.....	94
4.1.2	Biometán önköltségi ára.....	96
4.1.3	Kötelező átvételi ár.....	101
4.1.4	A lakossági földgázár növekedése 5 %-os biometán bekeverési részarány esetén.....	102
4.1.5	A biometán-termelés gazdaságossága a javasolt átvételi rendszerben.....	103
4.2	Életciklus-hatásértékelés biometán-termelés esetén .....	105
<b>5.</b>	<b>Következtetések és javaslatok .....</b>	<b>113</b>
5.1	Következtetések .....	113
5.2	Javaslatok .....	117
<b>6.</b>	<b>Összefoglalás.....</b>	<b>119</b>
<b>7.</b>	<b>Summary of the Ph.D. Thesis.....</b>	<b>125</b>
<b>1. sz. melléklet</b>	<b>Irodalomjegyzék.....</b>	<b>131</b>
<b>2. sz. melléklet</b>	<b>A biogázüzemek részegységeinek LCI-je.....</b>	<b>141</b>
<b>3. sz. melléklet</b>	<b>LCI szilárdalapanyag-adagoló.....</b>	<b>143</b>
<b>4. sz. melléklet</b>	<b>LCI fermentor .....</b>	<b>144</b>
<b>5. sz. melléklet</b>	<b>LCI lebontási maradék tároló tartály .....</b>	<b>145</b>
<b>6. sz. melléklet</b>	<b>A gazdaságossági vizsgálatok fő mutatói .....</b>	<b>146</b>

## II. Jelölések, rövidítések jegyzéke

BGA	biogázüzem
biometán	Az MSZ 1648:2000 és a 2008. évi XL. törvény által meghatározott földgáz-minőségre tisztított biogáz
CML	Centrum voor Milieukunde
CO <sub>2</sub> eq	üvegházhatású gázkibocsátás szén-dioxid ekvivalens
DWW	vizes mosás (DruckWasserWäsche)
EMEP	European Monitoring and Evaluation Programme
eq	ekvivalens, egyenérték
FGSZ Zrt.	Földgázszállító Zrt.
FU	funkcionális egység (functional unit)
g	gramm
GJ	gigajoule (1000 MJ)
HŐKI	Hőtechnikai Kutató Intézet
H <sub>s</sub>	égéshő
HUF	magyar forint
IPPC	Integrated Pollution Prevention and Control
kg	kilogramm (1000 g)
kW	kilowatt
kWh	kilowattóra (3,6 MJ)
LCA	Life Cycle Assesment, életciklus-elemzés
LCI	Life Cycle Inventory, életciklus-leltár
LCIA	Life Cycle Impact Assessment, életciklus-hatáselemzés
MEKH	Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal
MJ	megajoule
MWh	megawattóra (1000 kWh)
Nm <sup>3</sup> vagy normál m <sup>3</sup>	DIN EN 1343 szerinti állapotú gáz (273,15 K hőmérsékletű, 101.325 Pa nyomáson)
PO <sub>4</sub> eq	eutrofizációs potenciál PO <sub>4</sub> -ekvivalens
PSA	nyomásváltásos abszorpció (PressureSwingAbsorption)
SO <sub>2</sub> eq	savasodási potenciál SO <sub>2</sub> -ekvivalens
szmh	szarvasmarha
szsz.a.	szerves szárazanyag
sz.a.	szárazanyag

## 1. Bevezetés

A megújuló energiaforrások közül kevésbé ismert a biogáztermelés. Az igen változatos és jól tárolható alapanyag bázisa miatt az egyik olyan megújuló energiaforrás, ami a külső környezeti tényezőktől (nap, szél) függetlenül képes akár zsinóráram vagy földgázminőségű biometán termelésére. A biogáztermelő beruházások nagy költségintenzitásuk miatt környezetpolitikai ösztönzők, támogatások nélkül nem minden esetben életképesek. Az éppen aktuális politikai irányvonal mentén sokszor környezetpolitikai céloknak álcázva az állam által garantált és kötelező átvételi árak mellett lehet beruházásokat megvalósítani. Magyarországon a biogázból termelt villamos energia alacsony kötelező átvételi ára miatt a biogáztermelés nem terjedt el széles körben. Magyarország 2009-ben a teljes energiafelhasználáson belül 13%-os megújuló részarányt tűzött ki célul 2020-ra (Európai Parlament és Tanács, 2009), ezen belül is a villamosenergia-termelésre 10,9%-os, a fűtésre és hűtésre pedig 18,9%-os részarányt irányoz elő 2020-ra a hazai stratégia (Nemzeti Fejlesztési Minisztérium, 2011).

A mezőgazdasági eredetű alapanyagokat feldolgozó biogázüzemek száma Németországban 2012-ben 7874-re nőtt, míg a beépített villamosenergia-teljesítmény 3384 MW<sub>el</sub> volt (Fachverband Biogas e.V., 2012). Magyarországon 2011-ben 31 volt az üzemek száma és 28,46 MW<sub>el</sub> beépített teljesítménnyel rendelkezett a hazai termelés (Magyar Energia Hivatal, 2012), 2012-ben és 2013-ban számottevő új termelőkapacitás nem létesült. Az 1000 főre jutó beépített kapacitás Magyarországon így 2,84 kW, míg ugyanez az érték Németországban 41,39 kW. Magyarország elmaradottságát a biogáztermelésben jobban mutatja az 1000 ha termőterületre vetített biogáz alapú villamosenergia-termelő kapacitás mérőszáma, mely Magyarországon esetében 5,33 kW/1000 ha, Németországban pedig 190,11 kW/1000 ha.

Az Európai Unióban 2011-ben 35856,4 GWh villamos energiát termeltek biogázból (EurObserv'ER, 2012), Magyarországon a mezőgazdasági biogázüzemek csak 92 GWh villamos energiát állítottak elő úgy, hogy 2010-hez képest több mint 70%-os volt a növekedés (Magyar Energia Hivatal, 2012) - 2012-ben további növekedés volt várható az üzemek termelésének felfutása miatt. A biogázüzemek 2011-ben a teljes hazai villamosenergia-fogyasztás csupán 0,25%-át adták (Központi Statisztikai Hivatal, 2016; Magyar Energia Hivatal, 2012), ezzel szemben Németországban már több, mint 3%-ot (EurObserv'ER, 2012). 2014-re Magyarországon ez az érték már 0,37%-ra nőtt.

Hazánknak jelentős az elmaradása a németországi biogáztermeléshez képest, de nem csak a mi esetünkben lehet elmaradásról beszélni. Az utóbbi években az egyik leginkább fejlődő

biogáz piacon, az Egyesült Királyságban is csak nagyon kevés új termelőkapacitás jött létre a német piachoz képest. Angliában 2012-ben 78 mezőgazdasági alapanyagokat hasznosító biogázüzem működött (Committee on Climate Change, 2013), mindösszesen 110 MW<sub>el</sub>-os beépített kapacitással (Department of Energy and Climate Change, 2014). Az Amerikai Egyesült Államokban pedig még ennél is rosszabb a helyzet az ország méretéhez képest: 193 biogázüzem mindösszesen 160,1 MW<sub>el</sub> teljesítménnyel, igaz ezek 97%-a csak trágyát használt (AgSTAR US EPA, 2014). Tudvalevő azonban, hogy Németországban az Erneuerbare Energien Gesetz 2004 (2004. EEG) hatására a legtöbb biogázüzemben céltudatosan termelt energianövényeket használnak fel, és az így nyert biogázt leginkább villamosenergia-termelésre fordítják. Ennek hatására egyes régiókban jelentős társadalmi ellentétek alakultak ki a biogáztermelőknek termelő gazdálkodók és a növénytermesztésben vagy éppenséggel állattartásban érdekelt termelők között. A törvényalkotók számos módosítást vezettek be az eredeti törvényhez képest, hogy ezeket az ellentéteket kezelni tudják (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2013). Hazánkban ezzel szemben egy valamelyest kiegyensúlyozottabb alapanyag-felhasználási trend valósult meg magasabb hulladékhasznosítással, ami társadalmi szempontból előnyösebb (alacsony támogatás a villamos energia árában) a pusztán energianövény alapú villamosenergia-termelésnél.

## **1.1 Célkitűzések**

A megújuló energiaforrások társadalmi elfogadottságának növelése és használatának elterjesztése érdekében sokszor hangoztatott előny a környezetre gyakorolt negatív hatások hiánya, a számos lehetséges mérőszám használata közül is a legtöbb esetben a szén-dioxid semlegesség. Egyetlen környezeti hatás, emisszió véletlenszerű kiválasztása, annak pozitív vagy negatív környezetre gyakorolt hatásának a szélesebb társadalmi körben történő elterjesztése, az egyes technológiák vagy alapanyagok károsságának terjesztése véleményem szerint sokszor nem a megfelelő hatással jár. Természetesen értékelendő, hogy a társadalom egyre szélesebb rétegei lesznek „környezettudatosak”, viszont a környezettudatosság sokszor nem várt, akár káros hatásokkal is járhat. Már a hetvenes években is látható volt, hogy az egyes termelési rendszereket csak egyetlen paraméter alapján minősítő eljárások – a mai életciklus-elemzések elődjai – sokszor olyan eredményeket produkáltak, melyek alapján környezeti szempontból nézve a kevésbé előnyös változatok kerültek ki győztesként (Klöpffer and Grahl, 2009). A doktori értekezésem témájának ezért egy számomra nagyon fontos és érdekes megújuló energiatermelési rendszer, a biogáztermelés környezetre gyakorolt hatásainak mai ismereteink alapján legobjektivebb vizsgálatát választottam. A biogáz alapú villamosenergia-termelés

életciklus elemzésével már korábban is foglalkoztak, ezért az én munkában ezt a biometán-termelés környezeti hatásainak vizsgálatára is kiterjesztettem, ill. ezen felül még a biometán-termelés gazdaságosságának vizsgálatát is elvégeztem. Eredményeim azért is fontosak, mivel ezen energiatermelési mód, a biometán földgázhálózatba történő betáplálása Magyarországon még sehol nem valósult meg.

A doktori értekezés egyik fő célja egy objektív alapokon nyugvó, számszerűsített, a környezetre gyakorolt hatások kiszámítását lehetővé tevő moduláris felépítésű biogázüzemi modellrendszer kialakítása volt. A modern életciklus-elemző szoftverek és adatbázisok használatával végrehajtott környezeti hatásértékelési számítások, eredmények segítségével lehetségessé válik a különböző, leginkább mezőgazdasági eredetű alapanyagokra épülő biogáztermelő kapacitások környezeti hatásainak más villamosenergia-termelő erőművekhez vagy a földgáztermeléshez képest történő összehasonlítása. Ezen környezeti hatások aggregált és súlyozott mutatószámai alapján már eldönthető, hogy a környezetpolitikai célok mentén érdemes-e a biogáztermelést és hasznosítást támogatni, ha igen, akkor annak mely típusai okozzák a lehető legkisebb környezetterhelést. Ezen felül egyéb javaslatok is tehetőek a számítási eredmények ismeretében, melyek javíthatják a biogázüzemi beruházások környezetre gyakorolt hatásait, valamint azt, hogy a károsanyag-kibocsátások ezáltal a teljes életciklus során csökkenthetőek.

Az életciklus-elemzések számítási eredményei továbbá lehetőséget adnak arra, hogy tudományos módszerekkel kapott értékekkel lehessen alátámasztani vagy megcáfolni a biogáztermelés létjogosultságát. Ezen felül azon szubjektív vélelmek is megvizsgálhatóak, hogy az energianövény alapú villamosenergia-termelés káros, vagy a hulladék alapú energiatermelés pozitív hatású, vagy az olcsó hulladék alapanyagokat feldolgozó beruházások által megtermelt energia olcsóbb.

A gazdaságossági számítások eredményeit többféleképpen lehet hasznosítani. Az egyik a környezetpolitikai célok kitűzésekor adhat alapot többféle lehetséges támogatási rendszer közüli választáshoz, vagy ezen támogatási rendszerek kialakításához. A környezetpolitikai döntéshozókat is segíthetik a gazdaságossági számítások, hiszen sokféle lehetséges beruházási módokat eredményeit lehet aggregálva látni. A másik lehetséges hasznosítás a biogáztermelő rendszerek beruházásait megvalósítani szándékozók támogatása olyan modellekkel, amelyekkel könnyedén számíthatóak ki bizonyos esetek és ezáltal gyors döntéshozatal segíti a beruházók munkáját. Jelen munka egyik legnagyobb jövedéke, hogy a nagyon sokféle üzemméret és scenárió miatt rávilágít a biometántermelés lehetséges költségeire.

Doktori munkámban a környezeti hatások vizsgálatát azért is kombináltam a gazdaságossági mutatók számításával, mert a gazdaságossági számítások alapjául szolgáló biogázüzemi beruházások költségeinek számszerűsítéséhez számos olyan paramétert kellett konkrétan meghatároznom, aminek eredményeit közvetlenül fel lehet használni egy életcikluselemzésben. Így nemcsak a biometán-termelés lehetséges költségeit tudtam meghatározni, hanem közvetlenül ahhoz hozzárendelhettem a környezeti hatásokat is.

### 1.1.1 Modellüzemek kialakítása és adatgyűjtés

Munkámban a biogáztermelést, azon belül is a földgázminőségre tisztított biometán termelését magyarországi körülmények között vizsgáltam. Ennek érdekében hazai biogázéreművi beruházások kivitelezési és üzemeltetési adatai kerültek felhasználásra (Első Magyar Biogáz Kft., 2013). Mivel hazánkban az átlagos biogázüzemi kapacitás  $500 \text{ kW}_{el}$  teljesítmény körül mozog (kb.  $250 \text{ Nm}^3/\text{h}$  biogáztermelés), a doktori munkámban vizsgált legkisebb biometán-előállító kapacitás átlagos biogáztermelése  $300 \text{ Nm}^3/\text{h}$ . Ennél nagyobb biometán-termelő egységek is léteznek, így a vizsgálandó kapacitások nagyságát érdemes meghatározni és a magyarországi viszonyokhoz alakítani.

A biometán-termelő üzemek esetében a következő feltételek figyelembevételével érdemes meghatározni a lehetséges üzemméreteket:

- A vizes mosó esetében rendelkezésre álló órás tisztítási kapacitások ( $300, 400, 500, 750, 1100$  és  $1500 \text{ Nm}^3/\text{h}$ );
- A különböző méretű tisztítók biogázzal történő ellátásához szükséges minimális növényi alapanyag mennyiségek megtermeléséhez szükséges területnagyságok meghatározása;
- Az alapanyag beszállításához és a lebontási maradék kijuttatásához szükséges logisztikai feladatok ellátása, szállítási távolságok meghatározása;
- A szállításból adódó költségek minimális szinten való tartása;
- Gázátadó állomás szinten a nyári gázminimumhoz való alkalmazkodás;
- A biometán földgázba való bekeverésének százalékos aránya a földgázellátás mennyiségi és minőségi veszélyeztetése nélkül gázátadó állomás elosztóhálózati szinten.



**1. táblázat Az energianövény termelési és beszerzési területének nagysága és az alapanyag szállítási távolság a biometán tisztítási kapacitás függvényében (saját számítás)**

Gáztisztító kapacitás (Nm <sup>3</sup> /h)	300	400	500	750	1.100	1.500
Energianövény-igény (t/év)	13.158	17.544	24.123	32.895	48.246	65.789
Szántóterület-igény (40 t/ha)	329	439	603	822	1.206	1.645
Területigény (ha)	2.473	3.298	4.534	6.183	9.069	12.366
Területigény - 20%-os hozzájárulással (ha)	12.366	16.488	22.671	30.915	45.343	61.831
Termeltetési terület sugara (km)	6,27	7,24	8,49	9,92	12,01	14,03
Átlagos szállítási távolság - 1,5-es szorzó (km)	9,41	10,87	12,74	14,88	18,02	21,04
Szállítási költség (Ft/t)	1.668	1.828	2.035	2.271	2.617	2.950

Az 1. táblázatban csak energianövény feldolgozása esetén szükséges termesztési területigények és szállítási távolságok kerülnek bemutatásra. Az energianövénytermelés területigényének meghatározása: az alapanyag megtermeléséhez minimálisan szükséges területnagyság 40 t/ha termésátlaggal számolva. Mivel a termőterületen más haszonnövényeket is termelnek, a Központi Statisztikai Hivatal adatai (Központi Statisztikai Hivatal, 2012, 2015) alapján kiszámolható, hogy a kukorica termelésére felhasznált terület mekkora részét teszi ki a teljes szántóföldi területnek és Magyarország területének (1.237.254 ha, ill. 13,30%). Ebből az értékből, ill. abból, hogy a területeknek nem csak mezőgazdasági használata van, kiszámítható, hogy mennyi a minimális beszerzési terület nagysága. Mivel nem minden termőföld-tulajdonos fog a biogázüzem részére energianövényt termelni, ill. a mezőgazdasági üzemek sem fognak a szemeskukorica-termelésről csak silókukorica-termelésre átállni, 20%-os művelési ág váltást (szemeskukorica – silókukorica) feltételezve az általam választott legkisebb biometántisztító üzemhez is 12.366 ha-os területen lehet megtermelni az alapanyagot. Ez a terület nem a termőterületet (329 ha, a legkisebb üzemméret esetében) jelenti, hanem azt a területnagyságot, amin minden bizonnyal rendelkezésre áll az a termőterület, amin az energianövény megtermelhető. Az átlagos szállítási távolság a biogázüzem köré húzott r sugarú kör (termeltetési terület) és egy 1,5-es szorzóval meghatározható (Strobl, 2011, 2012). Amennyiben rendelkezésre állnak a biogázüzem és az egyes alapanyag-termelő parcellák közötti légvonalban mért távolságok, akkor a közúti szállítási távolságok 1,4-es szorzóval levezethetőek a levegőben mért távolságból is (Pintér, 2012). Az átlagos szállítási költséget (Döring et al., 2010) is meg lehet határozni, ill. a még mezőgazdasági erőgépekkel elvégezhető szállítási távolságokat is le lehet fektetni. Kb. 14 km-es szállítási távolságig lehetséges tehergépjárművek használata nélkül a megtermelt energianövényt betakarításkor szállítani. (Strobl, 2012). Az 1. táblázat adatai alapján az alapanyag-termelés esetén, ha a hosszabb közúti szállítási távolságokat ki akarjuk küszöbölni,

a 750 Nm<sup>3</sup>/h biogáztisztítási kapacitás felé nem érdemes menni a magyarországi viszonyok között.

A másik fontos technikai tényező a földgázhálózati betáplálás során a szállító vagy elosztóhálózat kapacitásainak figyelembevétele. Az egyik legfontosabb paraméter a nyári minimum földgázfogyasztás: mivel a földgázhálózatban egyirányú a gáz mozgási iránya (szállítóhálózat – gázátadó állomás – elosztóhálózat – fogyasztó), a biometán-termelő üzemeknél számolni kell a nyári minimum órás gázfogyasztással az adott elosztóhálózati szakaszon. A lehető legjobb megtérülési mutatók elérése érdekében a melegebb nyári napokon is 100%-os kapacitáson akarjuk üzemeltetni a biogáztisztítót, akkor nem szabad ennek kapacitását az adott elosztóhálózati szakasz fogyasztása fölé pozicionálni. Az FGSZ Zrt. szabadon hozzáférhető földgázhálózati adataink felhasználásával (FGSZ Zrt., 2015a), 266 gázátadó állomás adatai alapján a gázátadó állomásonkénti medián nyári minimum órás gázfogyasztás nagysága kb. 3.717 m<sup>3</sup>/h. Szunyog (2009) vizsgálta a földgázba cseregázként bekeverhető, propán bekeverése nélküli biogáz nagyságát a földgáz minőségi változása nélkül, melynek nagyságát 5-10% között adta meg. A biometán-termelés költségeinek minimális szinten való tartása érdekében munkám során cseregáztermeléssel számolok. Ez alapján 180-370 Nm<sup>3</sup>/h biometán-termelés a hazai körülmények között az optimális, természetesen megvalósítási helyszíntől függően. Saját tapasztalat alapján az elosztóhálózat üzemeltetője (Dégáz, Szarvas és EON Déldunántúl, Kaposvár) a gázátadó állomás nyári minimum órás fogyasztás 5%-a alatti biometán-betáplálást tart elfogadhatónak. Ez a cseregáz arány alacsonynak tűnhet, de a földgázsabványban meghatározott minőségi paramétereket csak így lehet biztosítani. Magasabb biometán bekeverési arány esetén már propángázt is kellene adalékolni, aminek magas beruházási és üzemeltetési költségei lennének (Szunyog, 2009).

Fentiek alapján technikai oldalról maximum 750 Nm<sup>3</sup>/h biogáztisztítási kapacitást érdemes vizsgálni. Az alapanyag-termelés optimális nagysága a lehető legalacsonyabb szállítási költség szint megtartása érdekében a 300 Nm<sup>3</sup>/h tisztítási kapacitás esetén biztosítható (1. táblázat). E felett a szállítási költségek növekedése miatt az alapanyag-beszerezés éves költségét is érdemes figyelembe venni. A 300 és 400 Nm<sup>3</sup>/h tisztítási kapacitás esetén az alapanyag és üzemeltetés éves költsége az egész üzem éves pénzkidadásainak 3/4-ét teszi ki, a fennmaradó rész a kb. 30%-kal magasabb beruházási költségek miatti finanszírozási költségeket jelenti, tehát nincs érdembeli változás a végtermék árát tekintve. Ugyanez mondható el a 500 és 750 Nm<sup>3</sup>/h tisztítási kapacitások esetén is. Habár a gáztisztító berendezés beszerzési költsége nem nő egyenes arányban a kapacitással, a fermentációs szakasz végeredményében arányosan növekszik, ill. a lebontási tárolókapacitás is, de a nagyobb gázhálózati betáplálási kapacitás is növekvő

beruházási költségeket generál. Így fajlagosan minimális beruházási költségcsökkenés érhető el az üzemméret növelésével.

A fentiek figyelembevételével mind az alapanyag-előállítás területigényének biztosításával, ill. az elosztó-hálózat technikai paramétereinek figyelembevételével gazdaságossági szempontból vizsgálhatóak a 300-750 Nm<sup>3</sup>/h kapacitású bigázüzemek, mind energianövény és energianövény + állati trágya alapon. Fontos megemlíteni, hogy ha már állati trágyát is akarunk feldolgozni, akkor a fermentációs térfogat és a fűtési energiafelhasználás masszív növekedésével számolhatunk, így a gázmotoros kiserőművi saját energiaellátás biztosításának többletköltsége nő.

Munkám során vizsgálni kívánom az egyes mezőgazdasági alapanyag alapú biometán termelés gazdaságossági és környezeti hatásait is, így többféle méretet és alapanyagbázist is modellezek.

Az egyes modellüzemek közötti legfőbb különbség a felhasznált alapanyag-összetételben van: kizárólag energianövényt, trágya és energianövény keverékét hasznosító üzemek kivitelezési és üzemeltetési adatai kerülnek összehasonlításra. A trágya a teljes energiatermelésben 10, 20 és 30%-ban vesz részt, nem pedig mennyiségi alapon. Magyarországon nagyon kevés olyan szarvasmarhatartó üzem és sertéshizlalda van, melynek állatlétszáma alapján lehet teljesíteni a fenti paramétereket (Horváth, 2003).

A modellüzemek fiktív üzemek, kialakításuk optimális méretezéssel történt, a jelenleg érvényes magyar jogszabályok szerint. A biogázüzemek egyes részegység méreteinek kiválasztása úgy történt, hogy azok minden vizsgált modellüzemben felhasználhatóak legyenek. A modelleket ezekből a modulokból lehetett összeválogatni, ami a későbbiekben nagyban segítette a gyors életciklus-elemzést és a gazdaságossági számítások végrehajtását is.

A doktori munkám során négy különböző biogáztisztítási kapacitást vizsgáltam, négy különböző alapanyag-összetétellel. Ez mindösszesen 16 modellüzemet jelent.

### **1.1.2 Életciklus-elemzés (LCA)**

Az egyes modellüzemek életciklus-elemzése (LCA – Life Cycle Assessment) a DIN EN ISO 14044:2006 szabvány (International Organization for Standardization, 2006a) alapján készült el. Az életciklus-elemzés lehetővé teszi a vizsgált modellek környezetre gyakorolt hatásainak számszerű vizsgálatát és összehasonlíthatóságát mérőszámok alapján. Az életciklus leltár (LCI – Life Cycle Inventory) kialakítása során több, Magyarországon megépített biogázüzem tényleges anyag és energia áramait vettem figyelembe. Ezen adatokat kiviteli

tervekből (Első Magyar Biogáz Kft. segítségével) és a már megvalósított üzemek működése során helyszíni adatfelvétellel tudtam rögzíteni. Ezek tartalmazzák a kivitelezés, üzemeltetés és alapanyag-ellátás adatait is. A kapott adatsorok kiértékelése a GaBi 6 életciklus-elemző szoftver és a hozzá kapcsolt EcoInvent 3.0 adatbázis felhasználásával történt.

Az ISO szabvány előírása alapján, ill. annak érdekében, hogy az egyéb villamos energia vagy földgáztermelési módokkal, szakirodalmi adatokkal összehasonlítható legyen a kutatás eredménye, szükséges egy ún. funkcionális egység kiválasztása. Ez lehet a megtermelt biogáz térfogata ( $\text{Nm}^3$ ), energiatartalma (MJ vagy kWh) vagy a biogázból termelt villamos energia mennyisége (kWh). A lehető legjobb összehasonlíthatóság érdekében a ténylegesen hasznosítható végtermék egy egységét választottam funkcionális egységnek, a földgázminőségű biometán-termelés esetén  $1 \text{ MJ}_{\text{H}_s}$  fűtőérték a funkcionális egység. Az általam kiválasztott funkcionális egységek a jobb összehasonlíthatóság érdekében a felhasznált szakirodalmakban szereplő, széles körben elterjedt és használt funkcionális egységekkel egyeznek meg (Bachmaier et al., 2010; Bachmaier, 2012; Berglund, 2006; Jury et al., 2010). Az egyes funkcionális egységek minden esetben a saját energiafelhasználás levonása után megmaradt nettó energiamennyiségre lett vonatkoztatva. Ennek érdekében az egyes biogázüzemek várható éves villamos és hőenergia felhasználását is kiszámítottam.

A biogáztermelési technológia környezetre gyakorolt hatásait mérőszámokban is meg kell adni. Több lehetséges paraméter közül a biometán-termelés esetén fűtőértékre ( $\text{MJ}_{\text{H}_s}$ ) számítottam ki az egyes környezeti hatásparamétereket: szén-dioxid ekvivalens  $\text{g}/\text{MJ}_{\text{H}_s}$  dimenzióban, a savasodási potenciált  $\text{SO}_2$ -ekvivalens  $\text{g}/\text{MJ}_{\text{H}_s}$  mértékegységgel, eutrofizációs potenciált  $\text{PO}_4$ -ekvivalens  $\text{g}/\text{MJ}_{\text{H}_s}$ , a sztratoszférikus ózonréteg károsodása R11-ekvivalens  $\text{g}/\text{MJ}_{\text{H}_s}$ , a fotokémiai oxidáció etilén-ekvivalens  $\text{g}/\text{MJ}_{\text{H}_s}$ , míg az abiotikus elemek felhasználódása Sb-ekvivalens  $\text{g}/\text{MJ}_{\text{H}_s}$  értékben fejezik ki.

További célom volt egészében (a kivitelezéstől a lebontási maradék termőföldi kijuttatásáig) megvizsgálni, hogy a high-tech ipari körülmények mekkora ökológiai terhet jelentenek a biogázüzemek esetében, illetve hogy az egyes alapanyagok hasznosítása hogyan befolyásolja a biogázüzem környezeti teljesítményeit. A biogázüzemek életciklus-elemzéseire vonatkozó korábbi tanulmányok ugyanis vagy csak részben érintették a kivitelezés okozta környezeti hatásokat (Berglund, 2006), vagy egyáltalán nem foglalkoztak azzal, és csak az üzemeltetés környezetre gyakorolt hatásait összegezték (Bachmaier et al., 2010). Ezért a biogázüzemek építésének környezeti hatásait is elemeztem.

### 1.1.3 A biometán-termelés gazdaságossági vizsgálata

Magyarországon nem létezik kötelező betáplálási ár a földgázminőségű biometánra, ezért a modellezett biogázüzemekben termelt biometán lehetséges önköltségi árát is meghatároztam. A biometán előállításának gazdaságossági vizsgálata magába foglalja a végtermék gáz önköltségi árának meghatározását, ill. különböző scenáriók felállítása esetén létrejövő biometán árakat is.

Az üzemméretek és alapanyag-összetételek alapján az általam választott 16 különböző modell esetén három különböző energianövény-árral, a beruházási támogatás igénybevételével, vagy e nélkül megvalósított üzemmel, illetve három különböző belső megtérülési rátával alakítom ki a biometán önköltségi árát. A számítások végén mindösszesen 192 féle gazdaságossági számításból lehet majd kialakítani a biometánárát, ill. lehet következtetéseket levonni a biometánár alakulásával kapcsolatosan. A számítások menete során célom volt a villamos energia hálózati betáplálási ár meghatározására kialakított NREL (National Renewable Energy Laboratory) útmutatót (Couture et al., 2010) optimalizálni a biometán termelési árát modellező számoló táblázatom létrehozásához.

A kapott eredmények ismeretében javaslatot lehet tenni arra, hogy a biometán-termeléssel érdemes-e foglalkozni, vagy a nagyon magas önköltségi ár miatt jelenleg Magyarországon nem szabad ezt a típusú energiatermelési módot támogatni.

## 2. Irodalmi áttekintés

### 2.1 A biogáztermelés alapjai

A biogáz szerves anyagok levegőtől elzárt (anaerob) lebomlása során keletkező gázelegy, amely mintegy 50-70% metánt tartalmaz. További összetevői: 30-40% szén-dioxid és (kis mennyiségben) kénhidrogén, nitrogén, szénmonoxid, ammónia, víz.

A természetben minden olyan helyen biogáz képződik, ahol a metántermelő mikroba közösségek nedves közegben, levegőtől elzárva elszaporodhatnak, s a jelenlévő szerves anyagokat lebonthatják.

A biogáz egy gyűjtőfogalom, ezért érdemes tisztázni, hogy mely biogáztípusokat különböztetjük meg. Ennek megfelelően három nagy csoportot különíthetünk el:

- szennyvíztelepi gáz
- depóniagáz
- mezőgazdasági biogázüzemekben képződő gáz.

A továbbiakban a mezőgazdasági biogázüzemekre vonatkozó technikai és technológiai elemek kerülnek részletezésre, mivel ezek alkalmasak arra, hogy ne csak a mezőgazdaságban képződő szerves, könnyen bomló hulladékokat (pl. trágyák, zöld hulladék, stb.), természetett energianövényeket, hanem a feldolgozóiparból származó hulladékokat is kezelni tudják, amit a hazai jogszabályi környezet is lehetővé tesz. Az életciklus-elemzés során mezőgazdasági eredetű hulladékokat és természetett energianövényt feldolgozni képes üzemek adatai kerültek felhasználásra.

#### 2.1.1 A biogáztermelés történeti áttekintése

A magyar nyelvben is él a biogázképződés egyik legalapvetőbb formájának az ún. „lidércfény”-nek a fogalma. A lápokban képződő biogáz begyulladásakor felvillanó fényeket hívja a köznyelv lidércfénynek. Shirley 1677-ben fedezte fel a mocsárgázt, mint a fényekért felelős jelenséget. Hosszú ideig a tudomány nem is foglalkozott a mocsárgázzal, míg nem Volta 1776-ban kísérletei során megállapította, hogy a mocsárgáz biogáz, egy éghető anyag. 1804-ben Dalton kimutatta a biogáz metántartalmát, ami magyarázatot adott a gáz éghető komponensére. 1884-ben Pasteur megállapította, hogy a biogáz mikrobiális folyamatok mellékterméke: Párizs utcáin gyűjtött lótrágya anaerob fermentációjával állított elő biogázt, 35 °C-os mezofil hőmérséklet-tartományban (Deublein and Steinhauser, 2012).

Az első gáztömör lakossági szennyvízkezelő rendszer kifejlesztése a francia Jean-Louis Mouras nevéhez fűződik, aki az 1860-as években lakossági méretű gyűjtő és ülepítő tartályt tervezett. Találmányát 1881-ben szabadalmaztatta és az a Fosse Mouras néven terjedt el (Kahn, 2007).

A gépesítés fejlődésével a 19. század végén Európa nyugati részeiben már próbálkoztak a biogáz termelésével szabályozott körülmények között. Exeterben (Anglia), 1895-ben a helyi szennyvíztisztítóban egyszerű, 211 m<sup>3</sup> térfogatú ülepítő rothasztókat alakítottak ki Cameron tervei szerint, amiket szeptikus tartálynak (emésztőgödör) neveztek el (Kahn, 2007).

### **2.1.1.1 Biogáztermelés szennyvíziszapból**

Németországban a szennyvíztisztító üzemekben képző iszapot az ülepítő medencékben kismértékű elgázosításnak vetették alá az 1910-es években. A gáztömör fedés és fűtés kialakítása azonban nagyon drága lett volna, így a biogázt csak részben fogták fel egy fa fedéssel, és a környezetbe engedték ki (Deublein and Steinhauser, 2012). 1921-ben a Ruhr-vidéken a szennyvíztelepi gáz hasznosításának a lehetőségét ismét felkarolták. 1922-ben Essen-Rellinghausenben a biogázt a helyi gázhálózatba táplálták be, kb. 30 mbar túlnyomással. A fermentorokat teljesen lefedték, egy biogázgyűjtő hálózatot alakítottak ki a telepen, egy gázmérő óra beiktatásával pedig mérték a helyi gázhálózatba betáplált biogáz mennyiségét. Az elkövetkező tíz évben közel 48 német szennyvíztisztítóban 4,6 millió lakos által termelt szennyvizet használtak biogáztermelésre (Liebmann, 1956).

A biogáz felhasználásának új módját 1932-ben vetette fel Heilmann, aki Halle városi közlekedésében a gépjárművek biogázüzemre történő átalakítását szorgalmazta. Ryssel 1935-ben az elképzelést Stuttgart városában valósította meg elsőként. Kezdetben 95 tehergépjármű működött kéntelenített biogázzal, a szén-dioxid-tartalom a biogázban maradt, a kiürült tartályokat cserélték, nem töltötték. A biogázüzemanyagcélú hasznosítása igen széles körben elterjedt Németországban, 1937-ben 8 biogáz töltőállomást üzemeltettek (Pforzheim, Essen, Erfurt, Pößneck, München, Heilbronn) (Liebmann, 1956).

A II. világháború idején a folyékony üzemanyag-ellátás akadozott Németországban. Azok a városok, melyekben szennyvíztisztító volt, és gépjárműveiket is átalakították biogázüzemre, az önálló üzemanyag-ellátásnak köszönhetően könnyedén el tudták látni a közfeladatokat. Ebben az időszakban kezdték fejleszteni a biogáztisztító berendezéseknek azon generációját, melyek képesek voltak a CO<sub>2</sub> tartalom leválasztására is. Ezzel a fejlesztéssel nagyobb hatótávolságokat tudtak elérni a gépjárművek esetében. A háború utáni időszakban a szennyvíztisztítóba beépített rothasztók száma folyamatosan csökkent a biogáz energetikai célú

hasznosításával együtt. 1954-ben Hannoverben bezárták az utolsó biogázt értékesítő üzemanyag-töltő állomást is (Liebmann, 1956).

### **2.1.1.2 Biogáztermelés mezőgazdasági hulladékokból**

A mezőgazdaságban a biogázüzemek létesítése a hígtrágyás rendszerek elterjedésével egy időben kezdődött meg. 1948-ban a Deutsche Bihugas GmbH (Verden a.d. Aller) megépítette első mezőgazdasági bihugáz üzemét (bihugáz rendszer: biológiai humusz és gáztermelő rendszer). A fermentor mérete 140 m<sup>3</sup> volt, az éves gáztermelés elérte a 40.000 m<sup>3</sup>-t, ami egy 10 kW elektromos teljesítményű biogázmotor meghajtását fedezi az év nagyobb részében (Liebmann, 1956).

Az 1950-es években alakították ki az ún. „München rendszerű” mezőgazdasági biogázüzemeket, melyek a mai száraz fermentációs technológiához hasonlítanak a legjobban. Ez a rendszer az almos trágyával rendelkező állattartó üzemeket célozta meg. Az ingadozó gáztermelés miatt azonban nem terjedt el széles körben. Látható volt, hogy a bihugáz rendszer költséghatékonyabban volt kialakítható és a gáztermelést jobban lehetett előre tervezni (Liebmann, 1956).

Az 1980-as években a mezőgazdasági biogáztermelés, ill. a szerves hulladék anyagok biogázüzemi feldolgozása ismételten előtérbe került számos kontinensen. Afrikában a német GTZ (Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit) kisebb települések hulladékkezelési problémáit és energiaellátásuk biztosítását kívánta megoldani biogázüzemek építésével (Kossmann and Pönitz, 1999).

A svájci Tänikon az 1980-as évek elején több éves kutatási projektben vizsgálta a biogáz mezőgazdaságban való felhasználásának lehetőségeit, házi méretű gáztisztító berendezések és traktor töltőállomások kialakítására. A projekt eredményei a nagyon drága kiépítési és üzemeltetési költségek miatt nem hasznosulhattak a gyakorlatban (Fankhauser et al., 1985; Fankhauser and Moser, 1983).

Európában a 90-es években kezdődött meg a mezőgazdasági biogáz rendszerek ipari méretű és technológiájú kialakítása. A legnagyobb fejlődésen a német biogáz ipar ment keresztül, ami ma vezető szerepet tölt be a világban. Az Egyesült Államokban a biogáz szerepe még ma sem meghatározó, azonban szövetségi szinten már kisebb támogatást is adnak biogázüzemek létesítésére. Az amerikai rendszer azonban inkább csak a mezőgazdasági hulladékok kezelését ösztönzi, ennek megfelelően az ottani biogázüzemi szám nagyon alacsony (AgSTAR US EPA, 2014). Legtöbbször nagy sertésstelepek építenek ki fermentáló rendszereket,



mivel a kogenerációban képződő hőt hasznosítani tudják, míg a villamos energiát első körben saját felhasználásra termelik meg, a villamoshálózati betáplálás kevésbé fontos.

Svédországban az 1990-es évek elején kezdték el hasznosítani a szennyvíztisztító berendezésekben képződő biogázt. Svédországban számos földgáz minőséget elérő tisztító berendezés került kialakításra, a teljes piac nagyobb részét is ezek a gyártók uralják. Svédország környezeti adottságainak megfelelően nem támogatta a növényi alapú biogáztermelést, ezen belül a kapcsolt villamos és hőenergia-termelést sem magasabb kötelező átvételi árral (biogaszrat e.V., 2014). E helyett a biogázt, mint üzemanyagot a jövedéki adók eltörlésével, biogázüzemű gépjárművek vásárlásának támogatásával, adókedvezményekkel, és az egyes nagyvárosokban lévő behajtási tilalmak biogázt tankoló gépjárműveire vonatkozó feloldásával, parkolási díjak teljes elengedésével támogatta (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2013). A lakosság részéről ez teljesen elfogadottá vált, így a biogáz, mint üzemanyag-féleség nemcsak a magánszemélyek gépjárműveiben kerül felhasználásra, hanem a közfeladatokat ellátó tehergépjárművekben és buszokban is nagy előszeretettel használják a biometánt. Svédországban működik az egyetlen biometán-üzemű vonat is.

A svéd példát követi Svájc is, ahol hasonló támogatási rendszerrel, folyamatosan bővül a biometánt árusító BioCNG töltőállomások száma (European Biogas Association, 2015). Svájcban próbálkoznak kialakítani az első olyan európai mértékű virtuális biometán kereskedelmi platformot, ahol külföldről is lehet a földgáz minőségre tisztított és a földgáz hálózatba betáplált biometánt értékesíteni. Mindkét ország példaértékű a biometán közlekedési célokra történő hasznosításának elterjesztése területén.

Németország az „energiaforradalom” jegyében 2004-ben olyan, a megújuló energiaforrások termelését támogató törvényt alkotott (2004. EEG), melynek hatására az elmúlt közel 10 évben a biogáztermelés legfőképpen növényi alapanyagokra alapulva széles körben elterjedt. A mezőgazdasági területek energetikai célú hasznosítása természetesen a teljes agráriumban változásokat hozott, így az aktuális politika a környezetpolitikai célok szem előtt tartásával gátat próbál szabni az új üzemek építésének a támogatások nagymértékű csökkentésével. Ez természetesen az új kapacitások kialakításának a csökkenésével jár.

### **2.1.1.3 A biogáz Magyarországon**

Magyarországon az ötvenes években kezdődtek meg a kutatások a biogáztermelés vizsgálatára. A nagy mezőgazdasági üzemek megfelelő területet biztosítottak. Itt kerültek kialakításra az első igen kezdetleges fermentorok is, melyek a felszár az fermentáció elvét alkalmazták, nem volt fűtve a rothasztótér, az alapanyag beadagolása batchtípusú volt (Szekeres

and Lőrincz, 1961). A HŐKI biogáztermelő berendezéseket létesített Szabadszentkirályon és Fajszon (Kohlheb, 1994). Ipari méretű, mezőgazdasági alapanyagokra, melléktermékekre alapozott biogázüzemet elsők között Szécsényben, Dunavarsányban, Tiszaföldváron, Dömsödön alakítottak ki. Az ötvenes években a hazai mérnökök által tervezett kisméretű biogáztermelő rendszerek is eljutottak külföldre, többnyire Indiába (Bai, 2007).

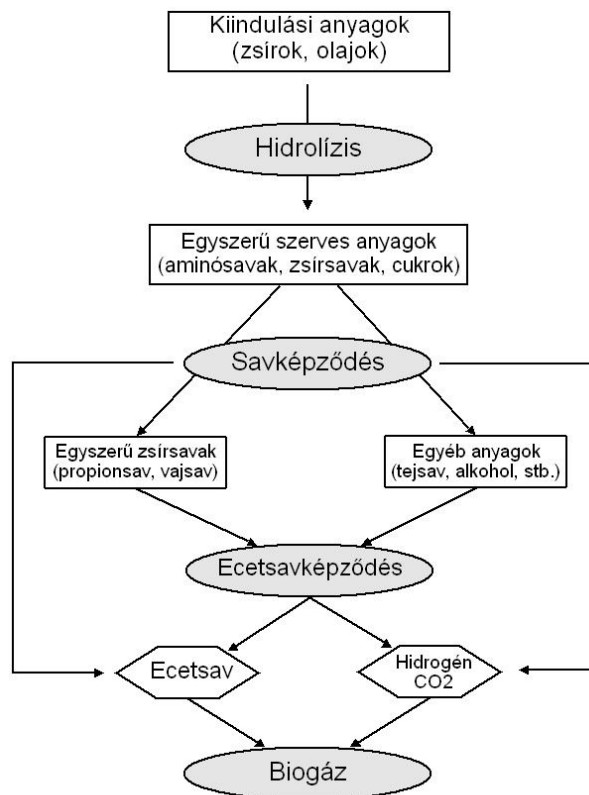
A biogáztermelésre és hasznosításra az olcsó fosszilis energiahordozók miatt sem a mezőgazdaságban, sem egyéb területeken nem volt szükség az 50-es évektől. Hazánk egyetlen, a rendszerváltás előtt megépült, és egészen 1998-ig működő mezőgazdasági biogázüzeme Szécsényben volt. A szécsényi üzemet is az olcsó fosszilis energiaforrások, ill. a nem létező megújuló energiaforrásokat támogató politikai akarat és a mezőgazdasági üzemek növény és állattenyésztésre való széthullása tette tönkre (Bai, 2007). Ezek a megállapítások még most is igazak, a hazai mezőgazdasági biogázipar ezért sem fejlődik úgy, mint más európai tagországokban, ahol felismerték a biogáz mezőgazdasági termelésben betöltött fontos szerepét.

Magyarországon a biogáztermelésre, mint a mezőgazdaság alternatív bevételi forrásainak egy lehetséges módjára tekintenek. Az elmúlt több mint egy évtizedben a biogázüzemek száma jelentősen nőtt, de a viszonylag alacsony kötelező átvételi ár miatt, a villamosenergia-termelés nem gazdaságos, így a legtöbb üzem szerves hulladékok feldolgozásából termel biogázt.

Magyarországon 2011-ben 31 volt a biogázüzemek száma és 28,46 MW<sub>el</sub> beépített teljesítménnyel rendelkezett a hazai termelés (Magyar Energia Hivatal, 2012), 2012-ben számottevő új termelőkapacitás nem létesült. Az 1000 főre jutó beépített kapacitás Magyarországon így 2,84 kW, míg ugyanez az érték Németországban 41,39 kW (saját számítás).

Kétségkívül jelentős az elmaradásunk a németországi biogáztermeléshez képest. Tudvalevő azonban, hogy a német üzemek túlnyomó része szántóföldi biomasszából, elsősorban silókukoricából állít elő biogázt, amelyet leginkább villamosenergia-termelésre használnak fel. Hazánkban ezzel szemben egy valamelyest kiegyensúlyozottabb alapanyag-felhasználási trendet követ a magasabb hulladékhasznosítással, ami társadalmi szempontból előnyösebb (alacsony támogatás), a pusztán energianövény alapú villamosenergia-termeléssel szemben.

## 2.1.2 Mikrobiológiai alapok



1. ábra A biogázképződés szakaszai (saját ábra (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2013) alapján)

A biogáz képződése 3 fő szakaszban valósul meg (1. ábra), ami komplex, egymásra épülő lebontási folyamatok végeredménye.

Az első lépésben (hidrolízis) mikrobák egy csoportja az oldhatatlan nagymolekulájú szerves vegyületeket (fehérjék, zsírok, szénhidrátok, stb.), egyszerűbb oldható vegyületekké (aminosavakra, zsírsavakra, cukrokra) alakítják át (Alexander, 1985). Ebben a lebontási lépcsőben a szilárd fázisban található anyagok oldott állapotba kerülnek, ezért is nevezik hidrolízisnek. A hidrolízis folyamatának a sebessége határozza meg a biogázképződés későbbi lépéseinek a gyorsaságát.

A második lépcsőben (savképző szakasz) a vízdékony komponensek további degradációja történik fakultatív anaerob és anaerob törzsek közreműködésével (Zehnder, 1988). Az acidogén mikrobák átalakítási munkájának eredményeként ezekből az anyagokból szén-dioxid, szerves savak (ecetsav, propionsav, vajsav), hidrogén és nyomokban alacsony szénatom számú alkoholok, aldehidek, nitrogén-, valamint kéntartalmú komponensek jönnek létre. Az ecetsav fordul elő legnagyobb mennyiségben a szerves savak közül. A szén-dioxid és a hidrogén közvetlenül ecetsavvá és metánná konvertálódik. A nitrogén- és kéntartalmú vegyületek megjelenése a fehérjék lebontásának köszönhető. A szerves savak közül az ecetsav és a

hangyasav az, melyek közvetlenül felhasználhatóak a metanogén mikrobák által, az egyéb illékony szerves zsírsavak indirekt módon hasznosulnak (etanol, vajsav, propionsav). A propionsav-tartalom meghatározó a metánképződés folyamatában, ezért egy igen fontos paraméter a biogázüzemek mikrobiológiai állapotának meghatározása során (Bagi, 2008; Kovács et al., 2004).

A harmadik szakaszban (metanogenezis) a metanogén mikrobák közreműködésével az egyszerű felépítésű szerves vegyületek lebontásra kerülnek, aminek eredményeképpen biogáz képződik. A mikrobiális folyamatokban többnyire egy (hangyasav, metanol, szén-dioxid, szén-monoxid, metilamin) vagy két szénatomos (ecetsav) vegyületek kerülnek lebontásra. Az anaerob fermentáció során keletkező metán túlnyomó többsége az ecetsav és a hidrogén felhasználásából keletkezik. A már korábban említett lebontási részfolyamatok mellékterméke, a propionsav lebontása két lépésben valósul meg, melyhez két különböző mikroba törzsre van szükség. Az első lépésben a propionsav széthasításának eredményeként metán és ecetsav keletkezik, majd a második lépésben megtörténik az ecetsav bontása. A reakció csak akkor megy végbe, ha a hidrogén- és hangyasav-koncentráció alacsony a közegben, vagyis a metanogén törzsek megfelelően működnek (Bagi, 2008; Reeve, 1992; Zehnder, 1988; Zeikus, 1977).

A biogázüzemekben ezek a mikrobiális átalakítási lépcsők többnyire nem különülnek el egymástól élesen, egyszerre vannak jelen, ez az oka az biogázüzem érzékeny biotechnológiai egyensúlynak (Raddatz, 1993). Jól mutatja ezt, hogy a savképzés folyamatának ideális pH tartománya 5,2-6,3, míg a metanogenezis többnyire a semleges, pH 6,7-7,5 értékek között optimális (Bagi, 2008).

### **2.1.3 A biogáztermelés alapanyagai**

Biogáz minden a baktériumok által könnyen bontható szerves anyagból képződhet. A mezőgazdasági biogázüzemekben korábban a hígtrágyát és almos trágyát használták, mint alapanyagot (szubsztrátumot) – az újabb biogáz erőműtípusok már nem igénylik a hígtrágya felhasználását, így nagyobb energianövény hányaddal is üzemeltethetőek. A szarvasmarha hígtrágyája nagy pufferkapacitása (karbonát) miatt a biológiai folyamatokat optimális körülmények (pH) között tudja tartani (Rieger and Weiland, 2006), ezért a biogázüzemek ezt a trágyaféleséget használja a mikrobiológiai folyamatok stabilizálása érdekében. Emellett természetesen más szerves anyagok is felhasználhatóak biogáz termelésére, így a mezőgazdaságból és élelmiszeriparból származó melléktermékek, valamint silókukorica, gabonafélék, stb. Lehetőség nyílik az ugaroltatott területeken energianövények termesztésére,

amelyeket a biogázüzem ugyancsak hasznosítani tud. Az élelmiszeriparból származó melléktermékek is feldolgozásra kerülhetnek (pl. vágóhídi hulladék, zsírleválasztó maradék, törköly, cukorrépaszelet stb.). A területgondozásból származó zöld vágási hulladék, a válogatott kommunális hulladékok szerves része, az éttermi hulladék és a szennyvíziszap is alkalmas biogáztermelésre.

A biogáztermelés érzékeny mikrobiológiai folyamata csak akkor lesz biztonságos, ha rendszeresen, közel azonos minőségű táplálékot tudunk biztosítani a baktériumoknak, azonos arányban, nagy változtatások nélkül. A változó összetételű és arányú szubsztrátumok a biológiai folyamatokat felboríthatják. Ezért is alkalmaznak sok mezőgazdasági biogázüzemben tartósított tömeg takarmányokat (szilázs).

Az egyes alapanyagok gázkihozatalát nagymértékben meghatározza a fehérje-, zsír- és szénhidráttartalom. Általánosságban elmondható, hogy a magas zsírtartalmú alapanyagok igen nagy gázkihozattal rendelkeznek. Az előzőekben felsorolt beltartalmi értékeken felül még fontos a szubsztrátum szárazanyag és szerves anyag tartalmát ismerni. Általánosságban megállapítható, hogy minél nagyobb az adott szubsztrátum szárazanyag, valamint szerves szárazanyag tartalma, annál nagyobb az 1 kg friss alapanyagból termelődő biogáz mennyisége is.

A villamos energia, hő és üzemanyag előállításában a biomassza az egyetlen olyan megújuló energiaforrás, mely az igények egyenetlen időbeli ingadozását a jó tárolhatósága miatt megfelelő módon ki tudja elégíteni, felhasználhatósága nem függ a napi rendelkezésre állásától, mint például a szélenergia esetén. A vidéki térségekben a rendelkezésre álló biomassza mennyisége rendkívül nagy: energianövények a szántóföldről, trágya, mezőgazdasági és élelmiszeripari melléktermékek, stb. Az energetikai célú növénytermesztés a jövőben egyre nagyobb jelentőséggel fog rendelkezni a mezőgazdasági területeken. Egyre nagyobb földterület kerül ki az élelmiszer- vagy takarmánytermesztésből. Ezért integrált (élelmiszer, takarmány és energetikai növénytermesztés) és specializált (csak energetikai növénytermesztés) növénytermesztési technológiák kerülnek majd kialakításra.

Az integrált növénytermesztési rendszerekben egymás mellett történik a humán táplálékok termesztése, az állati takarmányok megtermelése és az energetikai célú növénytermesztés. Ezekben az integrált rendszerekben az egységnyi területen megtermelt élelmiszer, takarmány és energetikai hasznosítású alapanyagok mennyisége igen nagy lehet. A következő lehetőségek állnak rendelkezésünkre, hogy az integrált rendszereket hasznosítsuk:

- Az élelmiszer és nem élelmiszer termesztés technológiájának egymás utáni cseréje. Míg az egyik évben élelmiszerbúza termesztése folyik az adott területen, a következő évben

energetikai célokra lesz az ott megtermesztett növény hasznosítva. Food-non-Food-Switch.

- Az adott növényfaj vegetatív és generatív részeinek kettős hasznosítása. Pl. a kukoricaszem keményítő előállítására lesz hasznosítva, míg a vegetatív szár részek pedig energetikai célokra, vagy a repcemagból/napraforgószemből először olajat nyerünk, majd a repce/napraforgó pogácsát biogázerőműben hasznosítjuk.
- Kevert kultúrák alkalmazása: pl.: egyszerre vetünk napraforgót és kukoricát az adott területre, és ezt a keveréket silózzuk be.

A biogázüzemekben használható növényekkel szembeni legfontosabb elvárás a lehető legnagyobb zöld tömeg felépítésének a képessége. A biogázüzemekben a növény teljes föld feletti szár és termésrésze, valamint gumós növények esetén a termőföldben lévő rész is hasznosításra kerül. A teljes növény hasznosítása esetén nagyobb hektárra vetített metántermelést lehet elérni, mint például CCM (CornCobMix – a kukorica esetén csak a cső kerül hasznosításra) vagy egyéb termés feldolgozása esetén. A metántermelés lehetőségét a következő elemek befolyásolhatják:

- biomaszatermés mértéke hektáronként;
- a növény kor és érettségi fázisa;
- betakarítás időpontja;
- trágyázás;
- csapadék mennyisége;
- a betakarítás minősége, szecskaméret;
- tartósítás módja és minősége.

Az energianövények esetén az egyik legfontosabb követelmény a lehető legnagyobb biomasszatömeg-termelés egységnyi földterületre számítva. A nemesítési irányvonalak az előző évtizedekben a lehető legnagyobb termés (mag) tömeg és a lehető legkisebb szártömeg elérését tartották szem előtt. Az energetikai célú növénytermesztés esetén ennek pont fordítottját kell hogy a nemesítők elérjék. Az energianövényekben már nem játszik akkora szerepet a mag részaránya, mert kedvezőtlen anyagösszetétele miatt nem növeli az egységnyi tömegből kinyerhető biogáz mennyiségét. A génbankokban lévő régi gabonafajták ezért ismét szerephez juthatnak a növénytermesztésben, hisz nagyobb szártömeget építenek fel a vegetáció során, míg a szem rész nem olyan jelentős. A megfelelő szem-szár arány mellett a régi tájfajták betegséggel

szembeni ellenállóságuknak köszönhetően is előnyösebb választást jelentenek. Az adott klimatikus viszonyokhoz igazodó fajta szintén szükséges, hisz a csapadék mennyisége nagymértékben befolyásolja a növény fejlődését, ezért a termesztési hely adottságaihoz igazodó növény jobban tud érvényesülni, potenciálját jobban érvényre tudja hozni. A betakarítás minősége azért fontos, mert ettől függ, hogy milyen az alapanyag minősége, melyet tartósítunk, majd energiatermelésre fordítunk. A megfelelő tartósítási mód, ahogy az az állattartásban már ismert, meghatározza a feldolgozhatóságát az adott növénynek. Minél jobb az alapanyag minősége, annál jobb lesz a belőle nyert biogáz minősége és mennyisége is.

A termés betakarításának időpontja az egyes növények esetén kétféleképpen alakul: nyári ill. őszi betakarítás. Abban az esetben, ha csak nyári betakarítású növényt alkalmazunk, a betakarítás után valamilyen másodvetésre szükségünk lesz a megfelelő talajtakarás elérése érdekében, valamint a talaj nedvességtartalmának megőrzése miatt, mely egészen a következő növény vetéséig a földterületen kell, hogy maradjon. A közti vetés segítségével megoldható, hogy az egymást követő években csak nyári betakarítású növényt vessünk, pl. kalászos gabona egymás után, vagy tavaszi vetésű és őszi hasznosítású növény nyári betakarítású növény után. Az egyes alkalmazási lehetőségek száma igen nagy.

A fotoszintézis folyamata alapján két nagy csoportba sorolhatjuk az energianövényeket. A C3-as növények többnyire alacsonyabb vegetációs hőmérsékleten képesek növekedni, a mérsékelt és a hideg égövön terjedtek el. A fotoszintézis során a szén-dioxid megkötésekor az elsődleges közti termék három szénatomos szerves savak: dihidroxi-aceton-foszfát és glicerinsav-3-foszfát. A C4-es növények főleg a meleg, trópusi éghajlaton terjedtek el. A CO<sub>2</sub> megkötése során az elsődleges közti termék 4 szénatomos szerves sav, amit a hüvelyparenchima-sejtek a kloroplasztiszbba szállítanak, ahol is a CO<sub>2</sub> felszabadul és a fotoszintézis további lépcsőiben felhasználásra kerül (Karpenstein-Machan, 2005; Kirkby and Mengel, 2001).

### **2.1.3.1 C3-as növények**

A C3-as növények közé a búza, rozs, zab és tritikálé tartozik, melyek általánosságban véve energetikai céllal termesztésre kerülnek. A C3-as növények alacsonyabb éves átlaghőmérsékleten növekednek, a talaj nedvességtartalmát, főleg a téli csapadékot tudják jól hasznosítani. A C3-as növények nem rendelkeznek akkora biomasszaképzési potenciállal, mint a C4-es növények. Ezért hektáronként kisebb biomassza és ezáltal szárazanyag tömeget lehet csak elvárni. Vetésforgóban betöltött szerepük azonban kétségkívül igen fontos, hisz a C4-es növények kórokozóival és károsítóival szemben jobb ellenállást mutatnak. A mai hazai növénytermesztési kultúrában is a C3-as C4-es növények váltása terjedt el széles körben. Ez nem

jelenti azt, hogy energianövények termesztésekor csak valamely kalászos gabona és kukorica vetésváltását lehet alkalmazni.

Gabonanövények esetén a következő szempontokat kell figyelembe venni, ha energetikai céllal termesztjük azokat:

- Őszi vetés esetén a lehető legnagyobb biomaszatömeget a kora tavaszi hónapokban érik el (rozs, tritikálé)
- 30%-os szárazanyag-tartalomig termésnövekedést biztosítanak. Magasabb szárazanyag-tartalom nemkívánatos, mert a növények növekvő szárazanyag-tartalom mellett egyre jobban elfásulnak, mikrobiológiai lebontásuk nehezebb lesz, keményítőtartalmuk növekszik (nehezen hasznosul a biogáztermelés folyamatában).
- Azok a fajták jobbak, melyek biomaszatömegüket az egész növényben egyenletesen elosztva alakítják ki, nem pedig a kalászban összpontosul nagy tömeg. Ezért is érdemes a régi fajtákhoz visszanyúlni, ahol a szemtermésarány a szárhoz viszonyítva nem nagy.
- A több növényből álló kultúrákban a rozs és tritikálé jobban alkalmazható, mert a növény egész éves fedettséget biztosít (vetés után rövid időn belül) és kora tavasszal nagy biomasza hozama van.

C3-as növények esetén alkalmazható kevert vetés. Ez azt jelenti, hogy két faj egyszerre kerül elvetésre. A legjobban alkalmas faj párosítás a rozs és tritikálé együttvetése. Ennek a párosításnak az az előnye, hogy a rozs (amennyiben olyan fajta kerül kiválasztásra) nagyobb szártömeget tud felépíteni, mint a tritikálé, ennek következtében egy kétszintű kultúra jön létre, melyben a kissé eltérő, azonban kellően korai kalászképzés és nagy zöldtömeg fejlesztés miatt jelentős energiatöbblet rejlik, mintha csak egy faj került volna elvetésre. A két növény keverékének vetése helyett alkalmazható csak rozstermesztés.

A kellően korai, legfeljebb május végi betakarítás, silózás miatt az adott földterületen rövid talajmunkálás után megtörténhet a C4-es növény elvetése, ezáltal megvalósítva az egységnyi földterületen éves szinten kétszeri biomasza betakarításának lehetőségét (Eckel, 2006).

Az árpa a legrövidebb vegetációs idővel rendelkezik a C3-as kalászos növények közül. A legnagyobb szárazanyag hozamot június elején, közepén éri el, közel 14 t/ha-t. A tritikálé és rozs július elején, közepén 16 és 17 t/ha szárazanyag-tartalommal, míg a búza legmagasabb szárazanyag tartalmát szintén 17 t/ha eredménnyel csak augusztus elején éri el. Ahhoz, hogy ezt a nagy szárazanyag tartalmat az egyes növények elérjék, kifejezetten pedig a búza, a kora nyári



időszakban elegendő csapadékra van szükségük, a rozs és tritikálé ezt kevésbé igényli. A téli zab a kevésbé hideg telek alkalmával nagy szárazanyag tömeget ért el, a betegségekkel szemben pedig ellenállóbbnak bizonyult. Rossz télállósága miatt azonban egymagában történő vetése nem ajánlott. Kis részarány esetén tritikáléval történő vetése lehetséges (Karpenstein-Machan, 2005).

**2. táblázat Az egyes kultúrnövények szárazanyag hozama a teljes biomasszában t/ha (Karpenstein-Machan, 2005)**

Növény neve	t/ha szárazanyag
Búza	14-17
Árpa	12-14
Kukorica	14-35
Takarmányrépa	13-21
Napraforgó	20-24
Napraforgó (másodvetés)	8-12
Szudánifű (két kaszálás)	12-16
Cukorcirok	12-16
Amaranthusz	13-18

### 2.1.3.2 C4-es növények

Legfontosabb C4-es növényünk a kukorica. Kevésbé ismert, azonban az energetikai célú növénytermesztésben nagy hangsúlyt kap a cukorcirok és a szudánifű. Az általánosságban bevett C3-C4-es vetésforgóban igen fontos szerepe van a kukoricának, míg az energetikai célú növénytermesztésben a hazai viszonyok között a cukorciroknak. Ezekről a növényektől lehet a legnagyobb hektárról származó energiapotenciált elvárni. Háromféle termesztéstechnológia jöhet számításba a kukorica alkalmazásakor:

- az adott évben mint fő növény csak kukorica lesz elvetve.
- Az adott évben egy gabonaféle mint elővetemény, és mint főnövény kukorica lesz vetve (két növénykultúra kerül betakarításra).
- A kukorica vetése valamely növénnyel keverten történik. Pl. kukorica és napraforgó vagy cirok egyidejű vetése.

Németországi kísérletek során az egyes kései érésű kukoricafajták esetén a különböző betakarítási időpontokban mért biomasszahozamot és a szárazanyag-tartalmat hasonlították össze, valamint azt, hogy hogyan alakult a metánképződés az egyes érési stádiumokban (Eckel, 2006; Karpenstein-Machan, 2005). A következő összefüggésekre derült fény a kísérletek során:

- Az adott fajta, a vetésterület elhelyezkedése és a csapadék mennyisége nagymértékben befolyásolja a képződő metán mennyiségét.

- 25000 kg szárazanyag/ha elérhető mennyiség 35%-os szárazanyag-tartalomig. A túl kései érésű fajták azonban csak 28%-os szárazanyag-tartalmat tudtak elérni.
- 30-33%-os szárazanyag-tartalom esetén a képződött biogázban a metántartalom még magas a megfelelően nagy biomasszatömeg mellett. Ezzel egy időben a silózhatóság sem romlik. Minden vizsgálat esetén 33%-os szárazanyag-tartalom mellett volt a legnagyobb a biogázkihozatal.
- Az adott területen jó tulajdonságú takarmány silókukorica fajták biogáztermelésre is kiválóan alkalmasak, de 40-50 FAO számmal akár nagyobbak is lehetnek. Azonban minél későbbi érésű egy fajta, annál kevesebb biomasszatömeget képezhet a silózás idejére, ezáltal nagymértékben csökkenhet a nyerhető biogáz mennyisége (alacsony szárazanyag-tartalom, kb. 28%, emiatt magas silózási veszteségek).
- Általánosságban véve elmondható, hogy a tejes érésben lévő kukorica növény silózásakor a lehető legnagyobb biomasszatömeget, optimális silózhatóságot és biogázképződést érhetünk el.

Biogáztermelés szempontjából a 20%-os szárazanyag-tartalmú növény éretlen. 22%-os szárazanyag-tartalomtól a metánképző tartalma a növénynek egyre jobban növekszik (ca. 370 NI/kg oTS). 35%-os szárazanyag-tartalomtól a metánképzés csökkenő tendenciát mutat. 30%-os szárazanyag-tartalomnál a kukorica silózhatósága már optimális (Karpenstein-Machan 2005). A specifikus metánképzés optimuma 30 és 35%-os szárazanyag-tartalom mellett van. A fenti adatokból következik, hogy optimális területhasználat érdekében a C4-es energianövények felhasználásával érdemes a biogáztermelést megvalósítani. Munkám során ezért a későbbiekben az energianövény-felhasználás esetén kukoriciszilázs fermentálást feltételezek, valamint az energianövény-termelés esetén is a silókukorica-termesztés termelési lépéseivel számolok.

#### **2.1.4 A biogáz felhasználása**

A víztelenített, kéntelenített biogáz többféle módon is hasznosítható. Egy m<sup>3</sup> biogáz (kb. 60% metántartalom) energiatartalma 0,6 l fűtőolajéval vagy 0,6 m<sup>3</sup> földgázéval egyenlő (Wellinger et al., 2013).

A modern blokkfűtőerőművekben a biogáz elégetésével elektromos áram és hő képződik (kogeneráció). Az elektromos áramot a Villamosenergia Törvény (2007. LXXXVI. tv.) értelmében a hálózat üzemeltetője köteles átvenni, s a törvényben ill. miniszteri rendeletben meghatározott átvételi árat érte megfizetni (2007. 389/2007. (XII. 23.) Korm. r.). A keletkezett

hő egy része a fermentorok fűtéséhez szükséges. Ez éves szinten a megtermelt hőmennyiség minimum 20-30%-a (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2013). A megmaradó hőenergia felhasználható istállók, lakóépületek, kertészetek, szárítók fűtésére, nyáron az állattartó telepek hűtésére. Távhőfűtő-hálózaton keresztül az üzemtől távolabb fekvő épületek fűtése is megoldható. Élelmiszeripari üzemek melegvíz és gőz igényét is kielégítheti egy biogázüzem.

A biogáz blokkfűtőerőműben történő elégetésére többféle motorfajta áll rendelkezésre, ezek között két igen elterjedt típus van forgalomban: dieselmotor olajbefecskendezéssel és Otto gázmotor. A korszerű biogáz blokkfűtőerőművek elektromos oldali átalakítási hatásfoka 40% körül van (Bai, 2007).

A biogáz alaposabb tisztításával, a CO<sub>2</sub> eltávolításával kapott metándús gáz már alkalmas gépjárművek meghajtására is. Ahogyan azt már korábban említettem, pl. Svédországban már nemcsak személyautók és buszok, hanem vonatok üzemeltetésére is használják a szén-dioxid mentes biogázt (Bai, 2007). Ugyanez a megtisztított gáz alkalmas a földgázhálózatba történő betáplálásra is. A biogáz mikro-gázturbinákban és üzemanyagcellákban is felhasználható (Wellinger et al., 2013).

### **2.1.5 A biogáztermelés technológiája**

A biogáztermelés bonyolult mikrobiológiáját számos fermentor típusban megpróbálják részekre bontani. A fázisok elkülönítése miatt ezekben a rendszerekben az egyes lebontási folyamatok ideálisabb körülmények között zajlanak le, mintha keverve, egyszerre történne valamennyi mikrobiális tevékenység. Legelterjedtebb a hidrolízis elválasztása a többi átalakítási folyamattól, mivel az alacsonyabb pH-n és hőmérsékleten valósul meg (Bagi, 2008; Bai, 2007).

A klasszikus biogáztermelő egységek kialakításakor ezen elvet, ill. az egész folyamat alapjául szolgáló kérődzők bélrendszerének felépítését követve építették meg az üzemeket (Weihenstephaner-Kuh). Így egy kisméretű előtároló tartály került elhelyezésre a rendszer elején, mely az egy nap alatt az üzembe betáplálásra kerülő összes alapanyagot képes volt tárolni (előtároló tartály). Ebben a tárolóban beindultak a már előzőekben tárgyalt biogáztermelés első fázisának, a hidrolízis átalakító folyamatai. Mivel a már lebomlásban lévő anyag kerül a következő szintbe, a biogázképződési folyamat intenzitása jobb (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2013).

A biológiai kezelés további fázisai, így az acetogén és metanogén fázis a nagyobb méretű, az alapanyagok kb. 30-35 napos lebomlási idejét biztosító, megfelelő nagyságú

fermentorban zajlanak le. A tartózkodási idő meghatározó abból a szempontból, hogy a betáplált anyagokban potenciálisan rejlő biogázhozamot ki lehessen nyerni. Egyes anyagok beltartalmi értékei, szerkezeti összetevőik miatt hosszabb, míg más anyagok a magas feldolgozottsági fok, és a könnyű emészthetőség következtében rövidebb tartózkodási időt igényelnek a fermentorokban.

$$HTI (nap) = \frac{\text{nettó fermentortérfogat (m}^3\text{)}}{\text{alapanyag -bevitel (}\frac{\text{m}^3\text{}}{\text{nap}}\text{)}}$$

**1. egyenlet      A hidraulikus tartózkodási idő (HTI) számítása**

Ezen nagy fermentorok kialakításakor elsősorban a felhasználni kívánt anyagok tulajdonságait kell figyelembe venni:

- rosttartalom,
- szemcseméret,
- emészthetőségi együttható (koefficiens),
- felhasználhatósági időtartam, tartósíthatóság,
- éves anyagmennyiség,
- éves rendelkezésre állási idő,
- mikrobiológiára gyakorolt hatás, stb.

A magas rost- és cellulóztartalmú anyagokat a mikróbák nem képesek nagy hatékonysággal lebontani, ennek következtében az elfásodott, lágyszárú anyagokat, ill. fásszárú növényeket nem lehet a biogáztermelésre felhasználni. A szalma, vagy száraz kukoricaszár a magas cellulóz- és lignintartalom miatt szinte hasznosíthatatlan a baktériumok számára, lebontásuk elősegítése érdekében a piacon kapható enzimatikus készítmények szükségesek, azonban ezek adagolása esetén sem lehet a teljes energiatartalmat a növényi anyagból kinyerni (Bagi, 2008; Bai, 2007; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2013). Ezért javasolt, hogy a fermentálandó anyagok kb. 30-35%-os szárazanyag-tartalom körül megálljanak, vagy magas szárazanyag-tartalom esetén könnyen bontható összetevőkből, mint pl. keményítő álljanak rendelkezésre. Ilyenek a szemes termények.

A biogázüzemek másik fontos paramétere a tartózkodási idő mellett a térterhelés mértéke. A térterhelés azt mutatja meg, hogy az egy nap alatt bevitt összes szerves szárazanyag mennyisége kg-ban kifejezve hogyan viszonyul a nettó fermentációs térfogathoz. Ez az érték 3,5-9 kg szerves szárazanyag/m<sup>3</sup>/nap között alakul (Bachmann, 2013; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2013).

$$TT \left( \frac{\frac{kg \text{ szsza}}{m^3}}{nap} \right) = \frac{\text{alapanyag} \left( \frac{kg}{nap} \right) \times \text{sza} (\%) \times \text{szsza} (\%)}{\text{nettó fermentor térfogat} (m^3)}$$

2. egyenlet      A térterhelés számításának módja

A bevitt anyagok szemcsemérete is kiemelkedően fontos a fermentáció szempontjából. A túlzottan nagy darabokból álló anyagok kis felületet biztosítanak a mikróbák számára arra, hogy a lebontási folyamatokhoz szükséges szerves anyagokhoz hozzájussanak. Ezért a lehető legnagyobb felületet kell kialakítani a szubsztrátumokban, így segítve a gyors lebontást. Szilázsok esetén a betakarítási vágáshosszot kell a lehető legrövidebbre beállítani, míg szemes anyagok esetén egy magroppantó segítségével kell az endospermát feltárni (Bachmann, 2013; Bagi, 2008; Bai, 2007; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2013).

A felhasználni kívánt alapanyagok éven belüli képződésének ismeretében lehet a fermentor méretet a lehető legcélszerűbben megállapítani. Amennyiben egy adott anyag az év rövid idejében nagy mennyiségben képződik (pl. cukorrépaszelet), a fermentációra így rövid idő marad, magas beruházási költséggel lehet csak a biogázüzemet kialakítani. Ilyen esetben a képződő anyagot tartósítani kell, hogy az év fennmaradó részében is üzemeltetni tudjuk a biogázüzemet.

A fermentációban működő mikróbák a gyors alapanyagösszetétel-változást nehezen tudják elviselni, a szabálytalan, kiszámíthatatlan szubsztrát-bevitelt, módosítást el kell kerülni. Ezért ajánlatos az alapanyagainkat valamilyen módszerrel (pl. silózás) tartósítani. Amennyiben a tartósítás nem megoldható, a fennmaradó időszakban egyéb alapanyagot kell az üzemben hasznosítani.

Ezen elvet követve, a folyamatos, azonos minőségű alapanyag-ellátás biztosítására a mezőgazdaságban megtermelhető, kidolgozott tartósítási technológiákkal kell a szubsztrátumokat a biogázüzem számára biztosítanunk. Így a silózott növényi anyagokat az év folyamán mindig azonos minőségben tudjuk az üzembe bejuttatni. A szemes termények magas energiatartalmuk miatt jöhetnek számításba a biogázüzem alapanyagaként.

Miután a megfelelő alapanyag-mennyiség biztosítva van az év folyamán a biogázüzemben, a fermentorok méretezése az előbb részletezett alapanyag-tulajdonságok és az átlagos tartózkodási idő értéke alapján történik. A lassan bomló, magas rosttartalmú növényi alapanyagok esetén ez az érték min. 35-40 nap, de ennél magasabb is lehet nem megfelelő szubsztrátminőség esetén. Almos trágyák, hígtrágyák esetén 20-25 nap átlagos tartózkodási idővel lehet számolni. Egyes alapanyagok, így pl. a konzervipari, vagy alkoholgyártásból

származó, már előre feldolgozott anyagok esetében 15-20 nap maximális tartózkodási idő alkalmazható. Az egyenlőtlen minőség, ingadozó beszállítás miatt azonban a hulladékok a biztonságos, folyamatos energiatermelést nem teszik lehetővé. Ezért a magasabb tartózkodási időt igénylő mezőgazdasági termékeket javasoljuk.

### 2.1.5.1 Fermentációs technológiák

A mikrobiális tevékenységek optimalizálása, a beruházási költségek csökkentése és az egyszerű biogázüzem konstrukciók kialakítása érdekében többféle biogázüzem-konceptió, fermentációs technológia került kialakításra az évek folyamán (3. táblázat). A fermentációs technológiák közül említésre érdemes az 1, ill. 2 fázisú fermentáció, valamint az egy- vagy kétlépcsős fermentálás. Az egyes elnevezések a mikrobiológiai folyamatok elválasztásával értelmezhetőek (Wellinger et al., 2013). Az egyfázisú fermentációban a szerves anyagok lebontásának összes fázisa egyetlen fermentorban található meg, míg a kétfázisú üzemekben a hidrolízis elkülönül a biogáztermelés többi fázisától. Az egylépcsős rendszerekben egyetlen fermentorban tartózkodik az anyag a teljes kiérlelése idején, míg kétlépcsős technológia esetén a fermentáció két, általában (de nem törvényszerűen) azonos konstrukciójú fermentorban történik.

3. táblázat Biogáztermelő reaktorok kivitelezési változatai (Szabó and Olessák, 1983)

Felosztás elve	Megvalósítható változatok		
	Telepítés	felszín feletti fekvőtankos	földbe süllyesztett állótankos (torony)
Anyaga	betonkádás	acéltartályos	műanyagtankos
Keverés módja	mechanikus	szivattyús	csigás
Hőmérséklet	pszichrofil	mezofil	termofil
Fűtés módja	csőkígyós	külső hőcserélős	köpenyfűtésű
Technológiai elv szerint	egylépcsős	kétlépcsős	
	nedves	szuszpenziós	félszáraz
Üzem mód	szakaszos	félfolyamatos	folyamatos

### 2.1.5.2 Fermentációs hőmérséklet

A fermentációs technológia megválasztása során fontos megvizsgálunk, hogy milyen hőmérsékleten történik a szubsztrátumok lebontása. A biogáztermelő mikrobaközösségek három fő típusát lehet megkülönböztetni attól függően, hogy milyen hőmérséklet-tartományban működnek (Wellinger et al., 2013):

- pszichrofil (kb. 28-30 °C-ig)
- mezofil (optimum 35-38 °C)
- termofil (50 °C felett).

A konstans biogáztermelési technológiák a mezofil és termofil tartományban működnek. A mezofil üzemmódú bioreaktorokban a baktériumok képesek nagyobb hőmérséklet-ingadozásokat is elviselni, ezért a rendszer stabilitása nagyra mondható. A termofil rendszerek ezzel szemben a hőmérséklet változását nehezen viselik el, de amennyiben konstans értéken vagyunk képesek tartani a fermentor hőmérsékletét (kb. 55 °C), akkor a gyorsabb lebontási folyamatnak köszönhetően nagyobb gázkihozatali értékekkel számolhatunk (Bagi, 2008; Kovács et al., 2004), ami optimális üzemkihasználtságot eredményez.

A mezofil technológiát jó tűrőképessége, ill. az üzemvitelre kevésbé érzékeny mikrobapopulációja miatt előszeretettel használják, valamint a fűtési energia igénye a mezofil hőmérséklettartományban működő üzemek esetében alacsonyabb, mint a termofil hőmérséklettartományban. Saját számításaim alapján ugyanazon alapanyag-mennyiség esetén (46,58 t/nap) egy termofil üzem 37,8%-kal több fűtési energiát használ fel egy év alatt, mint egy mezofil hőmérsékletű üzem (4. táblázat).

**4. táblázat** Napi és éves fűtési energiaigény összehasonlítása mezofil és termofil fermentációs hőmérséklet esetén, azonos fermentorméret és alapanyag-mennyiség feldolgozása során

	<b>Mezofil üzem (40 °C)</b>	<b>Termofil üzem (55 °C)</b>
Hőenergia-igény (kWh/nap) - Január	3.144	4.332
Hőenergia-igény (MWh/év)	815	1.249

Egy Németországban elvégzett több mint 60 biogázüzemet magába foglaló felmérés eredményeképpen az üzemek 86%-a mezofil, 6%-a termofil hőmérséklet-tartományban működött. A többi üzem vagy mindkét hőmérséklet-tartományban működött, vagy nem adott meg adatot (Gemmecke, 2009).

### **2.1.6 A biometán kötelező átvételi rendszere egyes európai országokban**

Az Európai Unióban jelenleg 15 tagállamban történik valamilyen módon biometán földgázhálózati betáplálás (European Biogas Association, 2015). Az egyes országok teljesen különböző módon próbálják meg elősegíteni a biometán használatának az elterjedését. Természetesen az első lépés minden országban a jogszabályi háttér megteremtése jelentette, ami biztosítja a megfelelő minőségű biometán földgázhálózati betáplálását. Magyarországon a

földgáztörvény (2008. XL. tv.) ezt már évek óta lehetővé teszi, így jogszabályi háttér nem állja útját a biometán fogyasztókhöz való eljutását.

A megújulókból termelt villamos energia kötelező átvételi rendszeréhez hasonlóan egy a biometánra alkalmazott átvételi árrendszer (ún. feed-in tariff) az egyik legegyszerűbb módja ennek az igen drága energiaforrásnak a támogatásához. A másik lehetőség, hogy szabadpiaci körülmények között, a társadalom környezettudatosságának kihasználásával mindennemű állami ösztönző rendszer nélkül valósul meg a biometán értékesítése. Egy köztes megoldás, ha valamilyen közvetett állami szabályozó rendszerrel (pl. jövedéki adó mentesség) elősegítik a megújulók elterjedését.

Az egyik legegyszerűbb és leghatásosabb módja a biometán-termelés támogatásának, ha egy kötelező átvételi rendszer kialakításával meghatározott áron, garantált ideig az adott államban tevékenykedő energiaszolgáltatóknak át kell venniük a megtermelt gázt. Ilyen rendszer működik többek között Angliában, Franciaországban és Olaszországban. Az angol rendszer ún. RHI (Renewable Heat Incentive) alkalmazásával a megtermelt biometán éves mennyiségének a nagyságától függően határozza meg az árat (Lukas, 2015). A francia rendszer elsősorban a biogáztisztító kapacitás nagyságától teszi függővé a biometán árat (Gaul, 2013), ehhez jön hozzá egy bónusz ár, amennyiben a biogáz egy meghatározott része hulladékból (mezőgazdasági vagy közületi) származik (Fruteau de Laclos, 2013). Az olasz rendszer a biometán-termelő kapacitástól, a felhasznált alapanyagok forrásától (hulladék vagy termesztett energianövény) és a végtermék energiahordozó felhasználásától (pl. közlekedés, villamosenergia-termelés) teszi függővé a végső kötelező átvételi árat (Maggioni, 2015). A francia és az olasz rendszer bonyolultsága és adminisztrációs igénye miatt szinte lehetetlenné teszi a biometán elterjedését, az angol rendszer egyszerűsége viszont lehetőséget ad a visszaélésekre.

A szabadpiaci igények kielégítésére egyik példa a Németországban a lakossági földgázfogyasztásban megjelent zöldgáz-termékek, melyek meghatározott százalékban tartalmaznak biometánt, természetesen ennek megfelelően magasabb áron, mintha sima földgázt vásárolnánk (biogasrat e.V., 2014). Ez a rendszer a túlzottan magas költségek miatt kevésbé működőképes, ezért nem is terjedt el széles körben.

A közvetett állami kedvezmények rendszerét számos európai ország alkalmazza. Ezek közül az egyik lehetőség a biometán üzemanyagcélú felhasználása, ezen belül is a jövedékiadó mentesség – pl. Németország – (Beil et al., 2012), vagy a svéd példa, ahol a biometánt használó gépjárművek adója alacsonyabb, ingyen parkolhatnak (biogasrat e.V., 2014), stb. A német EEG (2004. EEG) lehetőséget biztosít arra, hogy a biometán a felhasználási helytől akár több száz km távolságra telepített gázmotorokban kerüljön felhasználásra és az így megtermelt villamos



energia a kötelező átvételi rendszerbe kerüljön. Ez a fajta közvetett támogatás adott lökést Németországban a biometánüzemek elterjedésének. Ennek a fajta rendszernek az egyik előnye, hogy a gázmotorok az esetek többségében olyan helyen működtek földgáz alapon, ahol a hőhasznosítás megoldott volt, így a melléktermék hőenergia észszerűen hasznosítható, nem úgy, mintha a villamos energiát a biogázüzem területén állították volna elő, hőenergia-fogyasztó nélkül.

A fenti példák alapján elmondható, hogy sem a túlzottan egyszerű, sem a komplex összetételű támogatási rendszerek használata nem jelent jó megoldást. Véleményem szerint azok a kötelező átvételi rendszerek a megfelelőek, melyek letisztult árstruktúrával – éves energiatermelés mennyiségétől függő ár –, de a szerves hulladékok hasznosításának ösztönzésével is – minimálisan meghatározott energiamennyiség az éves termelésből hulladék alapon – számol.

### **2.1.7 A biometán-termelés önköltségi ára a szakirodalomban**

A biometán önköltségi árának meghatározására kevés szakirodalmi adat áll rendelkezésre. Ez elsősorban a biometán-termelő üzemek alacsony számára vezethető vissza. Továbbá azokban az országokban, ahol nincs kötelező átvételi ár a megtermelt biometánra nézve, ott a legtöbb esetben szennyvíztelepeken üzemanyagcélú felhasználásra termelnek biometánt, így alapanyagárakkal nem lehet számolni, mint költség. Németországban, ahol nincs jogszabályban előírt átvételi ára a biometánnak (de a villamosenergia-termelésre felhasznált biometánra ugyanazon szabályok vonatkoznak, mintha a biogázt rögtön helyben gázmotorokban hasznosítanák), a szabadpiacon kell értékesíteni azt. A legtöbb esetben így nincs is szabadon hozzáférhető kalkuláció a biometán önköltségi árára, mert azt céges titokként kezelik a termelők. Nem szabad elfelejteni, hogy a kötelező átvételi ár nem azonos az önköltségi árral, tehát minden egyes beruházást külön-külön kell megvizsgálni, hogy az adott feltételek között a beruházók elvárásainak megfelelő megtérülési mutatókat lehet-e elérni.

Mivel Németországban valósult meg eddig a legtöbb biometántermelő-üzem, így a német szakirodalom foglalkozik részletesebben a biometán-előállítás költségeivel különböző gáztisztító mérettartományokban. Az fnr (Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe) által kiadott biogáz irodalmakban részletes gazdaságossági számításokat is találunk (Klinski, 2014).

A biogázüzem méretétől függő biometán-termelés önköltségi árát 6,5-5,5 cent/kWh adja meg az fnr egy 2012-es kiadványában (Beil et al., 2012). 2014-ben egy másik biometánnal

foglalkozó kiadvány a 200-700 Nm<sup>3</sup>/h biogáztisztító kapacitás esetén már 7,8-8,9 cent/kWh árat ad meg (Klinski, 2014). Ez a nagymértékű növekedés arra vezethető vissza, hogy a tanulmányok minden esetben csak energianövény felhasználását veszik figyelembe a számítások során, így az alacsonyabb ár esetén még csak 25-35 €/t értékkel számoltak, a másik tanulmányban már minimum 40 €/t értéket használtak fel. A biometánüzemek csak nagyon kis részében, kb. 10% dolgoznak fel mezőgazdasági eredetű melléktermékeket (Klinski, 2014). E miatt is igen magasak a külföldi szakirodalomban a biometán önköltségi árak.

A doktori munkámban a legnagyobb üzemek a teljes energiamennyiségre vonatkoztatva 30%-ban mezőgazdasági eredetű melléktermékeket dolgoznak fel, így feltételezem, hogy az alacsonyabb alapanyag költségek miatt az előzőekben részletezett biometán önköltségi árakhoz képest legalább 20%-os költségcsökkentést lehet elérni. Ez azt jelentené, hogy 6,24 – 7,12 cent/kWh (5,37-6,13 HUF/MJ) közötti önköltségi árral lehetne hazai viszonyok között biometánt előállítani.

## **2.2 Szén-dioxid leválasztási technológiák**

A földgázhálózatban lévő gázminőség elérése érdekében számos tisztítási folyamaton kell a biogáznak keresztül mennie, többek között: kéntelenítés és víztelenítés, valamint meg kell oldani a legfontosabb feladatot, a szén-dioxid leválasztását. Az Európai Unióban már több országban (pl. Svédország, Svájc, Hollandia, Németország, Nagy-Britannia) működnek ipari méretű biogáztisztító berendezések. 2005-ben Európában kb. 60 ipari biogázüzemben működött biogáztisztító berendezés, amelyek közül az elsők már 15 éves múltra tekinthettek vissza (Beil et al., 2012). Megbízható statisztika nem létezik a biogáztisztítók pontos számáról. Németországban 2012-ben 110 gáztisztító berendezés működött, ez a szám 2014-ben 147-re növekedett. A nyers biogázfeldolgozó kapacitás ebben az évben elérte a 154 000 Nm<sup>3</sup>/h-t (Fachverband Biogas e.V., 2014).

### **2.2.1 Nyomásváltásos adszorpció**

A nyomásváltásos adszorpció (pressure swing adsorption (PSA), Druckwechseladsorption) felhasználható különböző molekulaméretű gázelegyek szétválasztására, valamint gázkeverékek nemkívánatos alkotórészeinek eltávolítására és tisztítására (Alonso-Vicario et al., 2010; Beil et al., 2012; Klinski, 2014; Ryckebosch et al., 2011; Wellinger et al., 2013). A biometán előállítása során a biogáz metán és szén-dioxid

tartalmának elkülönítésére alapvetően a szénalapú molekulaszűrők, de az ásványi molekulaszűrők (zeolitok) is alkalmasak. A szénbázisú molekulaszűrők kiinduló anyaga a feketeszén, amely már molekula méretű pórusokkal rendelkezik. Az ipari felhasználáshoz szükséges egyenletes pórusszerkezet biztosítása érdekében a kőszén vagy növényi eredetű szén először egy aprítási eljáráson megy keresztül. Ezt követően levegővel előoxidálják, formára préselik majd befejezésüképpen hőkezelik. A jobb regenerálhatóság érdekében egyes esetekben jódd bevonattal látják el, impregnálják azt. A préselt aktív szenes töltet az előkezelési eljárásoknak köszönhetően több bar-os üzemi nyomáson használható (Richter et al., 1981). A zeolit molekulaszűrők természetes, szintetizált vagy hidratizált alumíniumszilikátok, amelyek képesek a vizet a kristályszerkezet megváltoztatása nélkül leadni és ennek helyére más kötéseket felvenni. A zeolitok a jó vízfelvételi képességük miatt a biometán-előállítás során a víztelenítési szakaszban kerülnek elsősorban felhasználásra (Berger et al., 2010; Ryckebosch et al., 2011).

Az adszorbens kiválasztása során figyelembe kell venni azt, hogy a nyers biogáz előzetes tisztítása (kéntelenítése) és víztelenítése hogyan történt. Ha a biometán előállítása során magas kénhidrogén-tartalmú biogáz kerül felhasználásra, ajánlott egy a metán – szén dioxid elválasztást megelőző, a légköri nyomáson működő, különálló kéntelenítési szakasz beillesztése. Ez megvalósítható egy külső aktív szenes szűrővel is annak érdekében, hogy a biogáztisztító berendezés töltete ne a kénhidrogén megkötésével telítődjön és veszítse el CO<sub>2</sub> megkötő képességét. Egyes adszorbensek hidrofob, mások hidrofil tulajdonságúak, a zeolitok nitrogén-metán szelektivitása korlátozott (Emig and Klemm, 2005). Az előzőekben felsorolt szempontok mérlegelése alapján elsősorban a szénalapú molekulaszűrők használata terjedt el.

Európában piacvezetőként a Schmack CarboTech német cég mellett még a holland Cirmac, ill. a kanadai Xebec alkalmaz biogáztisztításra nyomásváltásos adszorpciót, többnyire szénalapú molekulaszűrő adszorbenssel. Míg a CarboTech elsősorban mezőgazdasági eredetű biomasszát feldolgozó biogázüzemek mellé telepítette megoldását, addig a Cirmac és Xebec elsősorban a szennyvíztelepi biogáz és depónia-gáz hasznosításban vetette meg a lábát. A CarboTech állásfoglalása szerint a szénalapú molekulaszűrők élettartalma majdnem határtalan abban az esetben, ha a biogázban nincsenek szokatlan komponensek: problémát csak a hosszú láncú szénhidrogének ill. az olajcseppek okoznak, tehát a biogáz komprimálására nem lehet olajozott nyomásfokozókat használni (Klinski, 2014).

A biogázban lévő metán és szén-dioxid szétválasztására szolgáló nyomásváltásos adszorpció eljárás általában négy lépcsőből áll:

1. Adszorpció emelt nyomáson,
2. Deszorpció csökkentett nyomáson azonos áramban vagy ellenáramban,
3. Deszorpció gázöblítéssel (nyers gázzal vagy termék gázzal),
4. Nyomásnövelés nyers gázzal vagy termék gázzal.

Az egyes technológiákat szállító cégek megoldásai közötti különbségek az egyes lépcsők közötti kapcsolat kialakításában és az üzemviteli paraméterekben (elsősorban üzemnyomásban) van.

A nyers és víztelenített, kéntelenítéssel átesett, valamint az egyéb szennyeződésektől (lebegő részecskék, hab, szubsztrátum maradványok, elemi kén tartalom) mentes biogázt először egy olajmentes nyomásfokozóval több lépcsőben kb. 8 bar nyomásra sűrítik. Az egyes nyomásfokozási lépcsők között a gázt hűtik. A felesleges hő elvezetésre kerül, a hulladékhő a fermentációs folyamatban, vagy egyéb felhasználónál alkalmazható. Minél alacsonyabb az adszorpciós toronyba belépő biogáz hőmérséklete, annál hatásosabb az adszorpció, ezért le kell hűteni azt az adszorpció hőmérsékletére, legalább 70 °C-ra, de lehetőleg 40 °C alá. Míg 2006-ban az adszorpciós hőmérséklet célértéke 40 °C volt, manapság már 5 °C ez az érték. A következő lépésben a gáz áthalad az adszorpciós toronyban elhelyezett tölteten, az adszorberen, általában alulról felfelé áramoltatva (Beil et al., 2012; Klinski, 2014; Ryckebosch et al., 2011). Az adszorpciós toronyban gyakran két adszorbens réteg van: az alsó, keskenyebb réteg zeolittal a víz kivonására, a felső, szélesebb réteg aktív szénrel a CO<sub>2</sub> kivonására szolgál. A folyamat elején a termék gáz (biometán) közel állandó összetétellel és mennyiségben távozik a torony tetején. Abban az esetben, ha a nyers gázban nincsenek a légköri levegőt alkotó komponensek, többnyire O<sub>2</sub> és N<sub>2</sub>, (azaz a biogáz kéntelenítése nem biológiai módszerrel, levegő jelenlétében történt) 98% feletti metánkoncentrációt is elérhetünk. A többszöri felmelegítés és hűtés eredményeképpen a termék biometánt már nem kell a földgázvezetési betáplálása előtt vízteleníteni (Klinski, 2014).

Mielőtt a molekulaszűrő teljesen telítődik a kivonandó komponensekkel, a nyomás alatti nyers gáz áramot át kell irányítani egy frissen regenerált adszorpciós toronyba, miközben a termék gáz áramlása folyamatos marad. Az éppen kikapcsolt adszorpciós torony nyomását ellenáramban (felülről lefelé) az adszorpció üzemnyomása és a légköri nyomás közötti közepes értékre csökkentik. Az ebben a fázisban kilépő gáz még számottevő mennyiségű metánt tartalmaz, ezért azt – a metánveszteség csökkentése érdekében – a nyomásfokozó kompresszor szívó oldalán keresztül visszavezetik egy olyan adszorpciós toronyba, amely a nyomásnövelés

fázisában van. Az első nyomáscsökkentési lépcsőt követi a második, ahol kb. 100 mbar-ról a torony nyomása a légköri értékre csökken, ezáltal a biogázból kivont szén-dioxid és vízgőztartalmú gázelegy (csekély fűtőértékű gáz) a legutolsó kezelési fázisba, az ún. regeneratív-termikus oxidáció (RTO) kerül, mielőtt azt a légkörbe juttatnák (Klinski, 2014; Ryckebosch et al., 2011).

A regenerált adszorpciós torony ismét készen áll a nyomásfokozásra, majd az adszorpció következő ciklusára.

Az adszorpciós tornyok számát a fent ismertetett négy lépcső időigénye szabja meg, a biogáztisztítás során jellemző a 4 tornyos kiépítés, amellyel mintegy 95% metán-visszanyerési szintet lehet elérni. További azonos- ill. ellenáramú öblítésekkel és a kilépő gáz visszavezetésével elérhető a metánkinyerési mutató növelése, ehhez azonban már több toronyra van szükség, a biometán előállítási ideje növekszik, ill. a tisztítás villamosenergia igénye is magasabb lesz (Klinski, 2014).

### **2.2.1.1 Értékelés**

A nyomásváltásos adszorpció ipari méretekben sikeresen megvalósított eljárás, a biogáztisztítására – elsősorban Svájcban és Németországban – számos referenciával rendelkezik. Ez egy viszonylag egyszerű eljárás, könnyen működtethető, a karbantartási igény alacsony, az adszorbens élettartama – szakszerű üzemvitel esetén – szinte határtalan. Az energiafogyasztás – más eljárásokkal összehasonlítva – viszonylag kis mértékű, az eljárás kisebb üzemméretekben is alkalmazható. A nyomásváltásos adszorpció hátránya, hogy a metánkinyerési százalék általában alacsonyabb, mint pl. az abszorpciós vagy a kriogén technológiák esetében (habár még mindig magasabb, mint a membrán technológiáknál). További hátrány az, hogy a biogáz megfelelő előkezelése/kéntelenítése/tisztítása szükséges.

### **2.2.2 Abszorpciós eljárások**

Valamennyi abszorpciós eljárás azon alapszik, hogy a gáztisztítás/gázleválasztás során egyes gázkomponensek átkerülnek a folyadék fázisba (abszorbeálódnak). A gázelegyet alkotó molekulák oldhatósága a folyadékban különböző. Mivel egyes komponensek az abszorbensbe bekerülnek, a folyamatot mosásnak is szokták nevezni (Götz et al., 2012). Az abszorpció két alapvető változata a fizikai és kémiai abszorpció. Az előző esetben a Waals-féle erők kötik a gázkomponenseket a folyadékhoz. Valamennyi gáz, valamennyi folyadékban abszorbeálható, a különbség a megkötés erejében van. A kémiai abszorpció esetében a Waals-féle erők helyett a

kémiai kötések nagyobb ereje lép működésbe, ennek következtében a kémiai abszorpciónál a folyadék nagyobb mennyiségű gázt tud felvenni (Bai, 2007; Klinski, 2014; Wellinger et al., 2013). A CO<sub>2</sub> például a vízfázisba lényegében fizikai abszorpcióval kerül át, míg metanol vagy metanolamin oldószerben kémiai reakciók valósulnak meg. Tekintettel arra, hogy a kémiai abszorpció szelektív (egy-egy oldószerben csak bizonyos gázkomponensek kötődnek meg), ezen technológiával hatásosabb szétválasztást lehet elérni (Emig and Klemm, 2005; McLeod et al., 2014; Yan et al., 2014). Elmondható, hogy az alacsony hőmérséklet és a magas nyomás növeli a abszorpció határfokát, vagyis a gázok oldhatóságát.

A mosószer/oldószer visszanyerése érdekében az abszorpciós fázist egy deszorpciós vagy regenerációs fázis követi. A fizikai abszorpció esetében a regenerálás viszonylag egyszerűen, általában strippeléssel megvalósítható (azaz a mosószerben megkötött gázkomponenseket egy inertgázzal kiűzik). A kémiai mosószeres előnye (nevezetesen a nagyobb kapacitás és szelektivitás) a regenerálás során egyértelműen komoly hátránnyá jelentkezik. A kémiai abszorbenseket csak ritkán lehet regenerálni, ezért a mosószeret egyszeri használat után ki kell vezetni a rendszerből (Klinski, 2014). Abban az esetben, amikor a regenerálás mégis megvalósítható, magas energiafogyasztás az ára, minthogy az „kifőzéssel” valósul meg.

A mosószer/oldószer kiválasztása meghatározza a regeneráció ráfordításait és ez által az egész eljárás versenyképességét. Az abszorpciós technológiák általában csak nagy méretű üzemekben gazdaságosak, a savas komponensek – mint CO<sub>2</sub> és H<sub>2</sub>S – , valamint a vízgőz abszorpciós leválasztására ez különösen igaz. A vízgőz leválasztása gyakran glikolos mosószerrel, a szén-dioxid és kénhidrogén leválasztása általában aminos mosókban történik (Klinski, 2014).

A CO<sub>2</sub> leválasztására gyakran használnak monoetanolamint (MEA), az eljárás alacsony nyomáson folyik és CO<sub>2</sub> specifikus. Alkalmazzák dietanolamint (DEA) is, magasabb üzemnyomáson, regenerálás nélkül. Abban az esetben, amikor a CO<sub>2</sub> mellett a H<sub>2</sub>S kivonása is feladat, metildietanolamin (MDEA) vagy trietanolamin (TEA) felhasználása kerül előtérbe (Beil et al., 2012; Klinski, 2014; Wellinger et al., 2013).

## **2.2.2.1 Kémiai abszorpció**

### ***2.2.2.1.1 Magasnyomású aminos abszorpciós gáztisztítás***

A német Lurgi AG tekinthető piacvezetőnek, ill. a legrégebbi tapasztalatokkal is ez a cég rendelkezik az aminos abszorpciós gáztisztítási eljárások között. A Lurgi széles körben alkalmaz aminos abszorpciót (MEA, DEA, DIPA dilsopropanol-amin, MDEA) a tisztítandó gáz összetételétől

függően (Götz et al., 2012). Az Amine-Guard, ADIP és az MDEA oldószer a Lurgi szabadalommal és bejegyzett márkánévvel védett termékei. A CO<sub>2</sub> leválasztására a monoetanolamin (MEA) mellett az Amine-Guard és az a MDEA alkalmazható (Klinski, 2014).

A nyers gázt a töltettel ellátott abszorpciós torony fenekén vezetik be, ahol ellenáramban a felülről betáplált aminoldattal találkozik. Az abszorpciós toronyból kilépő oldatot több lépcsőben melegítik az amin regenerálása céljából. A regenerálás során keletkező, H<sub>2</sub>S tartalmú savas hulladék gáz kezelése külön feladat, vagy vegyi úton kell ártalmatlanítani, vagy szabályozott körülmények között elégetni. A regenerált aminoldat hűtve kerül vissza az abszorpciós torony tetejére (Klinski, 2014).

A Lurgi AG „Rectisol” eljárását eredetileg szintézisgáz tisztítására fejlesztették ki, de alkalmazható más esetekben is, amikor CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub>, szerves kénvegyületek, szénhidrogének leválasztására van szükség. A „Rectisol” eljárás hideg metanol alkalmaz fizikai oldószerként. A nyers gázban található nemkívánatos komponenseket az oldószer abszorbeálja. A továbbiakban nyomáscsökkentés és kifőzés révén az oldószert regenerálják – az itt keletkező hulladék gázt megfelelően kezelni kell. Tekintettel arra, hogy a különböző gázkomponensek oldhatósága metanolban jelentősen eltérő, a H<sub>2</sub>S és CO<sub>2</sub> leválasztására a metanolos abszorpció felhasználható. A technológia kétlépcsős, az első lépcsőben a kénhidrogén, a másodikban a széndioxid leválasztása valósul meg. Az abszorpció mindkét lépcsőben viszonylag magas nyomáson (30-60 bar tartományban) történik (Beil et al., 2012; Klinski, 2014).

A Lurgi „Rectisol” eljárásának előnye, hogy valamennyi nemkívánatos gázkomponens egy eljáráson belül, egyetlen oldószer felhasználásával eltávolítható (a metanol viszonylag olcsó, és mindenütt könnyen beszerezhető oldószer). Az eljárás nagyon hatásos, a termék gáz tisztasága egyedülálló (H<sub>2</sub>S tartalom például 0,1 ppm alatt), a metánveszteség jelentéktelen. Az eljárás – abszorpciós technológiákra gyakran jellemző – hátránya az, hogy a gazdaságosság nagy üzemméretet követel meg, ill. az abszorbens beszerzési költsége magas, a nyomásfokozás energiafelhasználása jelentős.

#### ***2.2.2.1.2 Alacsony nyomású aminos abszorpciós gáztisztítás***

Az alacsony nyomás a majdnem légköri nyomáson, vagy max. 100 mbar üzemi nyomáson történő kémiai abszorpciós eljárást jelenti. A technológiát több cég is alkalmazza, a legtöbb esetben a mosófolyadék kémiai összetételében, ill. az egymást követő tisztítási lépcsők kialakításában van csak különbség. Ezt a technológiát alkalmazza a svéd Purac Puregas, ill. a német MT-Biomethan GmbH is (Klinski, 2014).

A svéd Läckeby Water AB cég fejlesztéséből jött létre a Purac-Puregas márkanéven forgalmazott biogázra kifejlesztett tisztítási technológia, amelynek lényege az alacsony üzemnyomáson megvalósított abszorpció, egy korábban COOAB, jelenleg CApure™ márkanévvel jelzett aminos oldószer kompozíció alkalmazásával (Klinski, 2014).

A biogázt az abszorpciós torony előtt meg kell tisztítani a kénhidrogéntől és ammóniától, erre a célra egy aktívszenes szűrőberendezés alkalmazható, amely egyágyas vagy kétágyas kivitelben készülhet. Utóbbi előnye, hogy az aktívszenes betét teljes kapacitását ki lehet használni és a betétet cserélni lehet anélkül, hogy a gáztisztító berendezést le kelljen állítani. Az aktívszenes kén-telenítés gazdaságosságát a szűrő cseréjének gyakorisága határozza meg (a képződő elemi kén a szűrőn rakódik ki), ezért max. 350 ppm H<sub>2</sub>S tartalomig célszerű alkalmazni. Az aktívszenes szűrőberendezésből kilépő biogáz kén-tartalma 1-10 ppm között változik.

A biogáz az abszorpciós reaktor töltetén alulról felfelé halad át és ellenáramban találkozik az oldószerrel. Ez vegyi úton megköti a szén-dioxidot, a telített oldószer a reaktor alján lép ki.

A telített oldószer regenerálására egy sztripper torony szolgál, amely ugyancsak töltettel van ellátva. A felülről lefelé haladó oldószerből a hőmérséklet emelésével hajtják ki a szén-dioxidot. A szükséges hőt a torony alsó részében beépített fűtőkígyón keresztül gőzzel biztosítják. A kilépő, regenerált oldószer egy hőcserélőben felmelegíti a telített oldószeret. A sztripper torony tetején távozó, 99,5%-os koncentrációjú szén-dioxidot közvetlenül fel lehet használni melegházakban (Klinski, 2014).

Az abszorpciós toronyból kilépő biometánt szárítani kell, ezt általában egy PSA típusú adszorpciós szárítóval oldják meg.

Mivel a tisztítási folyamat majdnem légköri nyomáson történik, attól függően, hogy a gázhálózat mely szintjén kívánjuk a megtermelt biometánt betáplálni, szükség lesz egy vagy több nyomásfokozási lépcsőre is a tisztítási folyamat végén.

### ***2.2.2.1.3 Selexol eljárás***

Az abszorpciós eljárások között külön is meg kell említeni az Allied Chemical Corporation Selexol technológiáját (a jelenlegi licenctulajdonos az amerikai Union Carbide cég), amelynek polietilén-glikol-dimetiléter oldószere alkalmas CO<sub>2</sub> és H<sub>2</sub>S leválasztására biogázból – Svédországban üzemel is egy ilyen berendezés. A Selexol-eljárás oldószere – a vízhez hasonlóan – nem mérgező és nem korrozív (Klinski, 2014).



A tisztítás a nyomás alatti vizes mosáshoz hasonlóan működik, de annál sokkal magasabb üzemi nyomás mellett (20-30 bar). Az üzemi hőmérséklet max. 40 °C, de célszerű ennél alacsonyabb (0 °C-ig) hőmérséklet alkalmazása, a hűtéssel növekszik a CO<sub>2</sub> és H<sub>2</sub>S oldhatósága. A Selexol előnye a vizes mosással szemben abban van, hogy a CO<sub>2</sub> az oldószerben lényegesen jobban oldódik, mint a vízben és ez által a felhasznált oldószer mennyisége is számottevően csökken. Az abszorpciós tornyot követi az oldószer regenerálását végző második torony. A regenerálás viszonylag egyszerű abban az esetben, ha a biogáz egyébként tiszta és abból csak a szén-dioxidot kell leválasztani. A Selexol oldószer azonban a CO<sub>2</sub> és H<sub>2</sub>S mellett oldja az egyéb szerves kénvegyületeket és NH<sub>3</sub>-t is, ami az oldószer regenerálását megnehezíti.

A kémiai abszorpciós eljárások előnye, hogy egyidejűleg megvalósítható a CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S és vízgőz leválasztása és a technológia folyamatos üzemű. A tisztító üzem kialakítása során törekedni kell arra, hogy a nemkívánatos komponensek kivonása csak a feltétlenül szükséges mértékig valósuljon meg, mert a magasabb abszorpciós mérték jelentősen növeli az oldószer-felhasználást. A technológia legnagyobb hátrányát a viszonylag magas üzemeltetési költségek (nyomásfokozás, regenerálás hőenergia igénye, abszorber folyadék beszerzési ára) jelentik, amelyek miatt az eljárás gazdaságossága és versenyképessége csak nagy kapacitások mellett érhető el. A berendezések viszonylag kevésbé rugalmasak a mennyiségek és gázösszetételek ingadozásaival szemben, ami ugyancsak hátrányt jelent a biogázüzemek esetében.

Az abszorpciós eljárások legnagyobb problémáját az jelenti, hogy a nem teljes mértékű regeneráció és a termék gázzal kivitt mennyiség következtében állandó oldószerfogyás, ill. hígulás jelentkezik, amely az üzemeltetési költségek növekedésének fontos eleme. Az oldószer-regenerálás magas energia költségei (hő) ugyancsak az abszorpciós eljárás alkalmazása ellen szólnak. Amennyiben a mosófolyadékot nemcsak a tisztítási technológiát szállító cég képes előállítani és szállítani, úgy az üzemeltetési költségekben esetlegesen csökkenést lehet elérni. A technológia kiválasztása esetén érdemes a gyártótól való függőség minimalizálásra törekedni.

### **2.2.2.2 Fizikai abszorpció - Vizes mosás**

A nyomás alatti vizes mosás (DWW) Európában egyelőre a leggyakrabban alkalmazott technológia a biogáz földgázminőségre történő tisztítására, azaz a CH<sub>4</sub> és CO<sub>2</sub> szétválasztására. A Svédországban és Németországban működő biogáztisztító berendezések több mint fele ezt a technológiát használja, így a Malmberg Water AB és a Flotech AB tekinthetők piacvezetőnek ezen a területen.

Az eljárás azon az elven alapszik, hogy a metán és a szén-dioxid oldhatósága vízben jelentősen eltér. A víz fizikai tulajdonságainak következtében mind a CO<sub>2</sub>, mind a H<sub>2</sub>S, mind az NH<sub>3</sub> jobban oldódnak benne (5. táblázat), mint a hidrofob vegyületek, amelyek közé a szénhidrogének is tartoznak.

**5. táblázat** A biogáz-összetevők oldhatósága vízben, T=293 K hőmérsékleten (Klinski, 2014)

Gáz	Oldhatóság vízben (mg/l)
Ammónia	541.000
Kénhidrogén	4.000
Oxigén	39
Szén-dioxid	2.000
Nitrogén	20
Metán	26

A nyers biogázt előtisztítás és kezelés nélkül egy gázfúvóval egy lépcsőben kb. 150 mbar nyomásra növelik. Ezt követően a biogázt egy vagy több lépcsőben, a technológia-szállító előírásainak megfelelően 3-5 bar nyomásra komprimálják, amelynek során az kb. 100 °C hőmérsékletre melegszik (Wellinger et al., 2013). Hűtés és kondenzvíz-leválasztás után kerül sor a második nyomásfokozásra, 5-10 bar értékre, amelyet újabb hűtési szakasz követ. Az így sűrített nyers gáz az abszorpciós torony fenekén lép be és azon alulról felfelé halad át. A torony általában permetezéssel rendszerben van kialakítva, az 5 °C és 25 °C közötti hőmérsékletű víz a gázzal szemben felülről lefelé halad (Klinski, 2014). A magas tornyok esetében szokásos közbenső tányérokat beépíteni annak érdekében, hogy a vizet itt össze lehessen gyűjteni, majd permetezését újra lehessen kezdeni és ez által minél nagyobb kontaktus felület alakuljon ki az oldószer és a biogáz között.

Az abszorpciós toronyban a víz kioldja a biogázból mind a savas, mind a bázikus komponenseket, a nyersgázban található por ill. mikroorganizmusok is átkerülnek a vizes fázisba. A vizes abszorpció hatékonysága és szelektivitása függ mind a hőmérséklettől, mind a nyomástól. Minél alacsonyabb a hőmérséklet, annál jobban abszorbeálódnak a nemkívánatos komponensek a vízben (a víz lehűtésével 25 °C-ról 5 °C-ra a berendezés kapacitása kétszeresre növelhető). Minél magasabb az üzemnyomás, annál hatékonyabb az abszorpció (Cozma et al., 2013; Götz et al., 2011).

A termék gáz metántartalma eléri a legalább 99%-os értéket, a maradék CO<sub>2</sub> koncentráció 1-2%. A gáz vízgőzzel telített, ezért az abszorpciós torony után szárítani kell. A földgázminőségi előírásokban szereplő max. 5 mg/m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S koncentráció értéket a nyomás alatti vizes mosásos technológia biztosítani tudja abban az esetben, ha a nyers biogáz H<sub>2</sub>S tartalma nem haladja meg

az 5 000 ppm értéket. Ennél magasabb kénhidrogén-tartalom esetén a termék gázt a szárítást követően még kénteleníteni is kell, amit célszerű egy aktív szenes szűrővel megoldani (Beil et al., 2012; Klinski, 2014).

A vizes mosásos technológia nagyobb termékgtisztaságot eredményez abban az esetben, ha állandóan friss vízzel működik. Amikor friss víz alacsony költséggel áll rendelkezésre (például szennyvíztisztító üzemből), érdemes csak egy abszorpciós tornyot alkalmazni (a víz regenerálása nélkül), ez egyben a legalacsonyabb energiafelhasználással és költségekkel járó változat is. Amennyiben a mosóvíz regenerálásra kerül, a regeneráció során keletkező, relatíve alacsony metántartalmú gázelegyet legtöbbször egy ún. regeneratív-termikus oxidációs (RTO) berendezésben magas hőmérsékleten (750-850 °C) kezelik (elégetik) (Beil et al., 2012; Klinski, 2014; Wellinger et al., 2013).

A nyomás alatti vizes mosás legnagyobb előnye a folyamat rugalmasságában van: a biogázmennyiség 40-100% határok között változtatható, a nyomást és hőmérsékletet szabályozni lehet a CO<sub>2</sub> tartalom függvényében. További előny a folyamatos és teljesen automatizálható üzemmód, a kis karbantartási igény, a nedves biogáz feldolgozásának lehetősége, az egyidejű kénhidrogén és NH<sub>3</sub> eltávolítás. Az alkalmazott oldószer (víz) mindenütt rendelkezésre áll, a beruházási költségek nem magasabbak, mint az oldószeres kémiai abszorpciós eljárásoknál. A keletkező használt mosóvizet a fermentációs szakasz elejére vagy a lebontási maradék tárolóba rögtön el lehet vezetni. A fermentációban való direkt felhasználás azzal az előnnyel jár, hogy csökkenti a szeparált lebontási maradék felhasználását a fermentorokban a szárazanyag-tartalom szabályozása során. A mosóvíznek nincs annyira magas ammónia-nitrogén tartalma, mint a lebontási maradéknak, így az a fermentációs folyamatok mikrobiológiai paramétereit kevésbé zavarja (Görisch, 2007). A legfontosabb hátrány azonban a magas energiafogyasztás, ami a nagy mennyiségű víz mozgatásával és az üzemi nyomás elérése miatt szükséges (Götz et al., 2011).

### **2.2.3 Membrános szétválasztási eljárás**

A membrántechnológia az elmúlt 10 évben olyan fejlődésen ment keresztül, hogy a CH<sub>4</sub> és CO<sub>2</sub> szétválasztás hatékonysága elérte azt a szintet, ami a földgázminőség eléréséhez szükséges (Favre et al., 2009; Makaruk et al., 2010; Molino et al., 2013; Scholz et al., 2015; Scholz et al., 2013; Yan et al., 2014). Az első membrántechnológiát alkalmazó berendezések a német nyelvterületen jelentek meg. Az Evonik cég, mint membránfejlesztő termékei lehetővé tették, hogy ez a technológia széles körben elterjedjen. A membránokat bármelyik technológia szállítója megrendelheti és tisztító berendezéseiben alkalmazhatja.

Az egyes gázalkotók szétválasztása a membrán két oldala közötti parciális nyomáskülönbség miatt valósul meg. Mivel a biogáz egyes alkotóelemeinek molekulagyúsága közel azonos, ezért a membránszűrők nem a molekula mérete alapján szelektálnak, hanem a membrán két oldala közötti permeabilitás sebessége alapján (Scholz et al., 2013). A technológia ezen sajátossága miatt több membránt egymás után kapcsolnak, és így érik el a szükséges gázminőséget. A csekély fűtőértékű gáz, ami a tisztítási folyamat végén megmarad, egy RTO-ban tovább kell kezelni (Klinski, 2014).

A membrános szétválasztási technológia előnye az egyszerű berendezés, könnyű karbantartás és üzemeltetés, ezek következtében nagy üzembiztonság. A legnagyobb hátrány a nem kielégítő szelektivitásban van, amelynek következtében a termék-gáz metán koncentrációja alacsony és a metánveszteség a korábban bemutatott technológiákkal szemben igen magas (Scholz et al., 2013).

#### 2.2.4 A gáztisztítási technológia kiválasztásának módszere

A gáztisztítási technológia kiválasztása során számos paramétert figyelembe kell venni, mielőtt egy adott technológia mellett döntenénk. Az előzőekben számos biogáztisztítási technológia bemutatásra került. A jobb összehasonlíthatóság érdekében referencia üzemekkel rendelkező gyártók technikai paramétereit foglalja össze a 6. táblázat.

6. táblázat Különböző gáztisztítási technológiák műszaki paramétereinek és fajlagos üzemeltetési költségeinek összehasonlítása (Klinski, 2014)

Paraméter	CarboTech	Malmberg	Flotech	MT Biomet.	Axiom
Technológia	PSA	DWW	DWW	kémiai mosás	membrán
Tisztítási kapacitás (Nm <sup>3</sup> /h)	400 - 2800	350 – 2000	400 - 2800	400 - 2000	400 – 700
Helyigény (m <sup>2</sup> )	200-300	80-250	36-60	107-230	105-166
Energiafogyasztás (kWh/Nm <sup>3</sup> biogáz)	<0,19	0,2-0,23	0,17-0,22	0,09	0,24
Hőenergia-igény (kWh/Nm <sup>3</sup> biogáz)	0	0	0	0,6	0
Termék nyomása (bar)	2	4,5-5,5	7-8	1,2	0,6
Hasznosítható hő (kWh/Nm <sup>3</sup> biogáz)	<0,1	0,06-0,18	0,1-0,12	0,3	0,36
Metánveszteség (%)	<1,5	<1	<1	<0,1	<5

A következő technikai paraméterek figyelembevételével kell kiválasztani a későbbiekben vizsgálni kívánt gáztisztítási technológiát:

1. A nyers biogáz kéntelenítése, előkezelése szükséges a gáztisztító berendezés elé kapcsolt külön berendezésben.
2. Metánveszteség nagysága.
3. Mosófolyadék vagy töltet beszerzése szükséges, ha igen, akkor több gyártótól vagy csak a gáztisztítási technológia szállítójától szerezhető-e be.
4. Hőenergia-fogyasztás mértéke, ill. a hőenergia milyen formában kell, hogy rendelkezésre álljon.
5. A végtermékgáz nyomása (bar-ban kifejezve).
6. A gáztisztító berendezés villamosenergia fogyasztása.

A biogáz-tisztítási technológiák rossz oxigén- és nitrogénleválasztási hatásfokkal rendelkeznek. A biológiai kéntelenítéssel (légköri levegőbefúvás a fermentor gázterébe) kezelt nyers biogáz ezen komponensei hasonló oldhatósági paraméterekkel rendelkeznek, mint a végtermék (biometán) szempontjából legfontosabb metán. Ezért amennyiben a nyers biogázban ezek az összetevők már eleve nagyobb részarányban vannak jelen, akkor a végtermékben olyan százalékos értéket is elérhetnek, ami alapján a biometán a földgázhálózatba nem betáplálható minőségű lesz az MSZ 1648:2000 szabvány alapján (MSZ 1648:2000). A biológiai kéntelenítés során a kéntelenítő baktériumok a levegő oxigén tartalmát használják fel a kénhidrogén oxidációjára. Ezek a mikrobák képesek a biogázüzemek gázrendszerébe bejuttatott oxigént teljes mértékben felhasználni, de a levegő nitrogén tartalma teljes egészében meg fog maradni a nyers biogázban. A fermentáció során felhasznált alapanyagok összetételéből adódóan a teljes gázképződés 1-3%-nak megfelelő mennyiségű oxigént is be kell juttatni annak érdekében, hogy a kénhidrogén-tartalom 50 ppm-es érték alá csökkenjen (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2013). Ha az oxigén el is tűnik a rendszerből és víz formájában a biogáz nedvességtartalmát tovább növeli, a nyers gázban akár négyszer akkora nitrogéntartalom is megmaradhat. Ez legrosszabb esetben 2-4 v/v%-os nitrogéntartalmat jelent a nyers biogázban, ami tisztítás után akár 6-8 v/v% is lehet a biometánban. Ekkora érték esetén a biometán a földgázhálózati betáplálásra teljesen alkalmatlan. A vizsgált biogáz-tisztítási eljárások közül csak a vizes mosás esetében nincs szükség a nyers biogáz kéntelenítésére vagy további előkészítésére, mielőtt az a gáztisztító berendezésbe bevezetésre kerülne.

A nyers biogáz további előkezelésén is keresztül kell hogy essen a legtöbb kémiai oldószeres, töltetes vagy membránt alkalmazó eljárások esetén. Ezek közül csak néhány lehetséges előkezelési lépés:

- a lebegő részecskék leválasztása (pl. elemi kén, hab, fermentlé);
- víztelenítés;
- hűtés vagy melegítés.

A metánveszteség a második legfontosabb kérdéskör, amit vizsgálni kell. Egyértelmű, hogy a lehető legalacsonyabb metánveszteségre kell törekedni. A membrános leválasztás kivételével az összes technológia 1% alatti metánveszteséggel számol. Ez az energiaveszteség nagyságrendileg azonos a gázmotorok élettartama alatti hatásfokveszteség nagyságával (kb. 1%). A membránleválasztás kivételével az összes gáztisztítási rendszer megfelelő választást jelent.

Az üzemeltetés során a megkötő anyag (töltet, mosófolyadék, membrán) beszerzési lehetőségét is vizsgálni kell. Abban az esetben, ha a mosófolyadékot, töltetet csak és kizárólag a technológia szállítójától lehet beszerezni (pl. iparjogvédelem miatt), akkor a gáztisztító üzemeltetője túlzottan nagy függőségnek van kitéve. A mosófolyadék vagy töltet ára és beszerezhetősége a teljes beruházást bizonytalan alapokra helyezi. A vizes mosás ebből a szempontból nézve is igen jó mutatókkal rendelkezik, hiszen tiszta víz (nem ivóvíz minőség) szinte mindenhol rendelkezésre áll. A vizes mosó napi friss víz igénye a legnagyobb tisztító kapacitások esetében sem haladja meg a 2 m<sup>3</sup>-t.

A hőenergia-felhasználás a mosófolyadékok regenerálási folyamatának egyik paramétere. A legtöbb esetben a gáztisztító berendezéssel ellátott biogázüzemekben a fermentorok fűtését külön kazánnal kell ellátni. Míg a fermentorfűtés egy normál 70-80 °C-os melegvíz előállítására alkalmas kazánnal megoldható, addig a mosófolyadékok 120-140 °C-on kell, hogy regenerálódjanak, ami már csak gőzkazánnal elérhető hőmérséklet. A biogázüzemben így kettő különböző hőtermelési rendszert is ki kell építeni. Ha a gőzt biogázból állítjuk elő, akkor lényeges, hogy a teljes megtermelt biometán energiataralmának akár 12%-a is csak a regenerálási folyamat fenntartására mehet el. Ezért a különböző kémiai mosó rendszerek használata ezen kritérium alapján kerülendő.

A végtermék biometán nagyközepnyomású (3-6 bar) vagy középnyomású (0,5-3 bar) elosztó hálózatba (2008. XL. tv.) történő betáplálásának a lehetősége abban az esetben adott, ha a biometán magas nyomáson távozik a gáztisztító berendezésből. Erre azért van szükség, mivel a legtöbb esetben a nyári minimum fogyasztás miatt egy helyi, kisvárost ellátó alacsony nyomású elosztóhálózati szakaszba nem lehet annyi biometánt betáplálni, hogy az teljes

egészeben felhasználásra kerüljön. Továbbá ha szállító hálózatba kellene a biometánt betáplálni, ez a nyomástartomány jó kiindulópontja az első kompressziós fokozatnak. Energetikai szempontból is a 3-6 bar nyomástartomány ideális, hiszen nagyobb távolságokra lehet a gázt az elosztóhálózatban szállítani, de ehhez nincs szükség a tisztító berendezésen kívüli nyomásfokozásra.

A tisztítási folyamat energiamérlegét befolyásoló fontos tényező a villamosenergia-fogyasztás. A legnagyobb villamosenergia-fogyasztók a nyomásfokozó kompresszorok és a mosófolyadék, hűtőfolyadékok mozgatását végző szivattyúk. Ez a paraméter nem lehet az egyetlen és legfontosabb kritériuma a tisztítási technológia kiválasztásának, de természetesen figyelembe kell venni az önfogyasztás számítása során.

A fenti kritériumok alapján érdemes olyan biogáztisztítási folyamatot választani, ami a nyers biogáz ingadozó kénhidrogén tartalmát képes megfelelő mértékben, alacsony költségek mellett leválasztani, és megfelelően magas nyomású végtermékgáz, biometán előállítására alkalmas. A villamosenergia-fogyasztás mellett a különböző vegyszerhasználatot is a lehető legalacsonyabb szinten érdemes tartani, mivel így a biogáztisztító üzem függetleníteni tudja magát a technológiát szállító cégektől. Fenti kritériumok figyelembevételével az alacsony vegyszer és nyersgáz előkezelési igények, a legalacsonyabb fajlagos üzemeltetési költségek (Bai, 2015; Yang et al., 2014), valamint a hosszú üzemeltetési tapasztalat megléte miatt a továbbiakban a vizes mosás technológiája kerül felhasználásra a számítások során.

### **2.3 Életciklus-elemzés alapjai**

Az EN ISO 14044:2006 szabvány (International Organization for Standardization, 2006a) két fő tanulmánytípust különböztet meg az életciklus-elemzés során: az életciklus-értékelési vizsgálatot (LCA) és az életciklusleltár-vizsgálatot (LCI).

Az életciklusleltár-vizsgálat típusú tanulmány esetén az életciklusleltár (LCI) elkészítése a legfontosabb, és ennek megfelelően a tanulmány rövidebb is, mivel az életciklus-hatásvizsgálati rész hiányzik belőle. Az életciklusleltár-vizsgálat is tartalmaz célkitűzést, a vizsgált rendszer határai szintén meghatározásra kerülnek, ill. egy értékelés, értelmezési részt is. Mindazonáltal rövidegsége és a környezetre gyakorolt hatásvizsgálat hiánya miatt messzemenő következtetéseket nem lehet levonni az aggregált életciklusleltári adatokból. Az életciklusleltár számos különböző minőségű és mértékegységű adatokat, illetve ezek összesítését is tartalmazza, de nem egy közös mértékegységben kifejezve. Az életciklusleltár adatainak rossz kiértékelésével

káros következtetéseket is le lehet vonni. Egy szemléletes példa: kettő termék előállításának módszer összehasonlításának alapja az adott termék egy egységének előállítására felhasznált energia mennyisége. Lehetséges, hogy „A” rendszer energiafelhasználása alacsonyabb, mint a „B” rendszer esetében, de „B” rendszer toxikus anyag kibocsátása alacsonyabb, mint az „A” rendszeré. Így csak egy paraméter, pl. energiafelhasználás figyelembevételével rossz következtetéseket hozunk az adott termék előállításának módokról (Klöppfer and Grahl, 2009).

Az életciklusleltárban számos be- és kimeneti anyagmennyiség, energiaáramok, emissziók találhatóak, melyeknek táblázatos formában való összesítése nehezen értelmezhető, de leginkább a környezeti hatások összehasonlítása nehézkes. Ezért is szükséges az életciklus-hatásértékelési (LCIA) szakasz elkészítése, és az életciklusleltárban szereplő számos adat az adott környezeti hatást kifejező összesítő adattá történő aggregálása (pl. CO<sub>2</sub>-ekvivalens). Mindazonáltal a leltár az elemzés alapját képezi.

Fentiek figyelembevételével jelen tanulmány is tartalmaz egy életciklus-hatásértékelés részt.

### 2.3.1 Életciklus-hatásértékelés

Az életciklus vizsgálatok kezdeti fázisában a hatásértékelés első számú fokmérője az összesített energiafelhasználás volt. A korábban már részletezett példa alapján ez a mérőszám számos esetben olyan termék rendszereket hozott ki az életciklus-elemzés során preferálandónak, melyek egyéb környezetre gyakorolt hatásai alapján károsabbak voltak, mint az egyéb vizsgált rendszerek. Ezért szükséges volt új mérőszámok kialakítására (Klöppfer and Grahl, 2009).

Az első ilyen aggregált környezetre gyakorolt hatásértékeket tartalmazó módszertant a svájci Környezetvédelmi Hivatal (Bundesamt für Umweltschutz) készítette és a „kritikus mennyiség” névre hallgatott. Ez a rendszer volt az első, amely a levegőbe és felszíni vízbe kibocsátott károsanyagok mennyiségét összesítette, így lehetővé téve a különböző termék rendszerek környezeti hatásainak összehasonlíthatóságát. A rendszer azon környezeti elemek esetében tudott megfelelő kiértékelést adni, ahol már meghatározott emissziós értékek álltak rendelkezésre. Mivel a jogszabályban meghatározott emissziós értékek sokszor nem objektív és tudományos módszertannal kerültek meghatározásra, a későbbiekben ennek a rendszernek a használata feleslegessé vált. Ezt a módszert elsősorban különböző csomagolóanyagok környezeti hatásainak összehasonlítására használták (Bundesamt für Umweltschutz, 1984). A rendszert már csak nagyon ritkán alkalmazzák, az 1990-es években megjelent, és azóta nagyobb fejlődésen keresztül ment egyéb számítási módszerek megjelenése miatt (Klöppfer and Grahl, 2009).



### 2.3.1.1 CML 2001 hatásértékelő módszer

Az MSZ EN ISO 14040:2006 szabvány (International Organization for Standardization, 2006a) szerinti környezeti hatásértékelő módszerek egyike a Leideni Egyetem (Hollandia) által létrehozott CML 2001 (Guinée, 2002). A módszer neve a Centrum voor Milieukunde (CML) rövidítésből származik. Az első változat 1992-ben jelent meg, majd ennek egy további finomításon átesett verziója a 2001-ben közzétett, módosított CML 2001 (Guinée, 2002). Ennek a hatásértékelő módszernek a használatát javasolják a legtöbb esetben, ill. a szakirodalmakban is a CML 2001 osztályozási rendszereinek aggregált értékei kerülnek felhasználásra. A CML 2001 hatáskategóriáinak legfrissebb módszertana 2015 áprilisában hozták nyilvánosságra (Joint Research Centre, 2015).

A CML 2001 hatásértékelő módszer egy hatás-orientált osztályozási rendszer, mely hatáskategóriákat tartalmaz, környezeti problémákhoz kapcsolódóan. A vizsgált termékrendszer különböző környezeti hatásait, emisszióit egy fő hatáskategóriába osztályozza, egy fő paraméterre alakít ki egy mutatószámot az adott hatáskategóriában tényleges hatással rendelkező komponensek emissziós értékét közös nevezőre hozva ez az egyenérték vagy ekvivalens lett az adott hatáskategória mérőszáma. Az ekvivalens (eq) kiszámításakor tudományos alapokra helyezve, konszenzussal megállapították az egyes emissziók ekvivalens értékeit. Az éghajlatváltozás hatáskategória esetén CO<sub>2</sub> ekvivalens (eq) ez a mutató, a savasodás esetén SO<sub>2</sub>, míg az eutrofizációs PO<sub>4</sub> ekvivalens (Guinée, 2002; Klöpffer and Grahl, 2009).. Ez a mutatószám a későbbiekben jó összehasonlítási alapot jelent különböző termék rendszerek környezetre gyakorolt hatásainak vizsgálatokor.

A CML 2001 hatásértékelésének hatáskategóriái, a vizsgált környezeti problémák (Guinée, 2002):

- Abiotikus elemek elhasználódása (Abiotic Depletion Factor, ADF vagy ADP);
- Éghajlatváltozás (Global Warming Potential, GWP);
- Sztratoszférikus ózonréteg károsodása (Ozone Depletion Potential, ODP);
- Humántoxicitás (Human-Toxicity Potential, HTP);
- (Ecological Classification Factor for Aquatic Ecosystems, ECA);
- (Ecological Classification Factor for Terrestrial Ecosystems, ECT);
- Fotokémiai oxidáció (Photochemical Ozone Creation Potential, POCP);
- Savasodás (Acidification Potential, AP);
- Eutrofizáció (Eutrophication Potential, EP).

A fenti felsorolásból jelen tanulmányban hat hatáskategória számszerűsített környezeti hatásai kerültek kiszámolásra és összehasonlításra: az éghajlatváltozás, a savasodás, az eutrofizáció, abiotikus elemek elhasználódása, sztratoszférikus ózonréteg károsodása és a fotokémiai oxidáció. A hatáskategóriák kiválasztása a DIN EN 15804:2014-07 szabvány (Építmények fenntarthatósága. Környezetvédelmi terméknnyilatkozat. Építési termékek kategóriáját meghatározó szabályok) javaslatai alapján történt (DIN EN 15804:2014-07).

Az éghajlatváltozás (Global Warming Potential, GWP), mint hatáskategória az emberi tevékenység során felszabadított gázok a természetes üvegházhatást felerősítő folyamatait összesíti (Klöppfer and Grahl, 2009). Mértékegysége: kg CO<sub>2</sub>-ekvivalens (Guinée, 2002).

A savasodás (Acidification Potential, AP) kategória szintén antropogén tevékenységek során kibocsátott, az esők pH csökkenéséért felelős gázok emisszióit összesíti. A környezeti hatás elsősorban az erdőpusztulás és a talaj savanyodása (Klöppfer and Grahl, 2009). Mértékegysége: kg CO<sub>2</sub>-ekvivalens. Mértékegysége: kg SO<sub>2</sub>-ekvivalens (Guinée, 2002).

Az eutrofizáció (Eutrophication Potential, EP) a tápanyagok – nitrogén és foszfor elsősorban – felszíni vizekben történő feldúsulását számszerűsíti. Az eutrofizáció a természetes vizekben a fajösszetétel megváltozásához vezet, továbbá növekedhet a vizek alगतartalma, ami a víz oxigéntartalmának csökkenését okozza, ezáltal pl. a halak pusztulásához hozzájárulva (Klöppfer and Grahl, 2009). Mértékegysége: kg foszfát-ekvivalens (Guinée, 2002).

A sztratoszférikus ózonréteg károsodása (Ozone Depletion Potential, ODP) környezeti hatáskategória azt mutatja meg, hogy egy adott anyag, a CFC-11 vegyülethez képest milyen mértékben bontja le, károsítja az ózonréteget (Pyle et al., 1991; Wuebbles, 1983). Minél alacsonyabb ez az érték, annál jobb, mivel az azt jelenti, hogy az adott tevékenység vagy anyag kevésbé károsítja az ózonréteget. Az ózonréteg felelős az úrból érkező UV sugárzás csökkentéséért (Klöppfer and Grahl, 2009). Mértékegysége: kg R11-ekvivalens (Guinée, 2002).

A fotokémiai oxidáció (Photochemical Ozone Creation Potential, POCP) mértékegysége a fotokémiai ózon vagy földfelszíni ózon mennyisége. Más néven nyári szmognak is hívják, elsődlegesen illékony szerves anyagok és nitrogén oxidok jelenlétében jön létre, napfény és hő hatására (Labouze et al., 2004). A POCP mérőszáma azt mutatja meg, hogy egy adott vegyület az etilénhez képest milyen mértékben járul hozzá a földfelszíni ózon képződéséhez (Klöppfer and Grahl, 2009). Mértékegysége: kg etilén-ekvivalens (Guinée, 2002).

Az abiotikus elemek elhasználódása (Abiotic Depletion Factor, ADF vagy ADP) környezeti hatáskategória a természeti erőforrásokban megtalálható elemek sajátos keverékének az elhasználását jelenti (Ministerie van Verkeer en Vervoer, Directoraat-Generaal voor het

Vervoer, 2002). Az ADP a természeti erőforrások különböző funkcióinak, mint lehetőségeknek a megszűnését is jelenti. Megújuló és nem megújuló környezeti erőforrásokra is alkalmazni lehet. Jelen tanulmány esetében a nem fosszilis erőforrásokra kerül kialakításra a mérőszám. Mértékegysége: kg Sb-ekvivalens (antimon-ekvivalens) (Guinée, 2002).

Az egyes hatáskategóriák összesített környezeti hatásainak kiszámítási módját az éghajlatváltozás (Global Warming Potential, GWP) mutatószámon keresztül mutatom be. A termékrendszer leírása során az egyes anyag- és energiaáramok emisszióit különböző anyagmennyiségekkel jellemezzük ( $m_i$ ). Az életciklus-értékeléshez használt szoftverek adatbázisainak használatával részletes anyagáramokat lehet készíteni. A környezeti hatásértékelő módszerek a szoftveren belül ezeket a számítási eredményeket használják fel. A CML 2001 a globális felmelegedéshez relevánsan hozzájáruló különböző anyagokhoz ( $m_i$ ) hozzárendelnek egy CO<sub>2</sub>-ben kifejezett ekvivalens értéket ( $GWP_i$ ). Az ekvivalens értékkel szorzott anyagmennyiség megadja (3. egyenlet), hogy a vizsgált termékrendszer egy funkcionális egységének létrehozása során mekkora CO<sub>2</sub> egyenértékben kifejezett emisszió kerül a környezetbe.

$$\sum_i = (m_i \times GWP_i)$$

**3. egyenlet** Az éghajlatváltozás hatáskategória CO<sub>2</sub> emissziós értékének összesítő képlete

A különböző anyagok, üvegházhatású gázok globális felmelegedéshez hozzájáruló, széndioxid egyenértékének meghatározásához használt ekvivalens értékekre tartalmaz pár példát a 7. táblázat. Ezen egyenértékek egy része az OECD által gondozott IPPC irányelvekben kerültek meghatározásra (Klöppfer and Grahl, 2009; Organisation for Economic Co-operation and Development, 2001).

**7. táblázat** Különböző üvegházhatású gázok CO<sub>2</sub> egyenértéke a CML 2001 környezeti hatásértékelő módszerben (Guinée, 2002)

Anyag (üvegházhatású gáz)	(GWP <sub>i</sub> ) <sub>100</sub> CO <sub>2</sub> egyenérték
CO <sub>2</sub>	1
CH <sub>4</sub> (fosszilis)	25,75
CH <sub>4</sub> (megújuló)	23
N <sub>2</sub> O (kéjgáz)	296
CCl <sub>4</sub> (tetraklórmétán)	1.800
CF <sub>4</sub> (tetrafluormétán)	5.700
hexafluoretán	11.900

Fentiek alapján (7. táblázat és 3. egyenlet), ha egy termékrendszer 100 kg végtermékének előállítása során, ami ebben az esetben a funkcionális egységet jelenti, 10 kg fosszilis eredetű CO<sub>2</sub> kibocsátás történik (pl. villamos- és hőenergia-felhasználásból), ill. 0,1 kg tetrafluormétán

kerül a környezetbe, mint fel nem használt hulladék, akkor a vizsgált rendszer  $GWP_{100}$   $CO_2$  egyenérték kibocsátása  $10 \text{ kg} + 570 \text{ kg}$ , összesen  $580 \text{ kg}$ . Ha a funkcionális egység  $1 \text{ kg}$  végtermék, akkor az egy funkcionális egységre jutó  $GWP_{100}$   $CO_2$  egyenérték kibocsátása  $58 \text{ kg}$ . Ahogy ez a példa is mutatja, az életciklus-elemzéseknek egy fontos része a környezeti hatás elemzés, ami nem csak az összesített energiafelhasználást és az abból adódó emissziókat, hatásokat összesíti, hanem arra is rávilágít, hogy az adott termékrendszerben a legnagyobb negatív környezeti hatást mi okozza, ami nem feltétlenül az energiafelhasználás, hanem lehet hogy egy melléktermék környezetbe jutása.

Jelen tanulmányban az egyes hatáskategóriák mutatószámainak mértékegysége a más szakirodalmi értékekkel való jobb összehasonlíthatóság érdekében  $\text{kg/funkcionális egység}$ . A funkcionális egység a vizsgált végtermék esetében  $1 \text{ MJ}_{\text{Hs}}$  (megtermelt energia, égéshő). Az életciklus-elemzés során a biometán-termelés esetén ezek a mértékegységek szén-dioxid ekvivalens  $\text{kg/MJ}_{\text{Hs}}$  dimenzióban, a savasodási pontenciált  $SO_2$ -ekvivalens  $\text{kg/MJ}_{\text{Hs}}$  mértékegységgel, eutrofizációs potenciált  $PO_4$ -ekvivalens  $\text{kg/MJ}_{\text{Hs}}$ , a sztratoszférikus ózonréteg károsodása R11-ekvivalens  $\text{kg/MJ}_{\text{Hs}}$ , a fotokémiai oxidáció etilén-ekvivalens  $\text{kg/MJ}_{\text{Hs}}$ , míg az abiotikus elemek felhasználódása Sb-ekvivalens  $\text{kg/MJ}_{\text{Hs}}$  értékben fejezik ki.

### **2.3.1.2 A biometán-termelés életciklus elemzése a szakirodalomban**

Az LCA számítások során törekedtem arra, hogy olyan környezeti hatás kategóriákat válasszak ki, ami több, a biometán-termelés környezeti hatásvizsgálatával foglalkozó tanulmányban is megtalálható, a jobb összehasonlíthatóság érdekében.

A biogáz villamosenergia-termelésre történő felhasználásának környezeti hatásait számos munka vizsgálta (Bachmaier et al., 2010; Bachmaier, 2012; Chevalier and Meunier, 2005; Hartmann, 2006). A biometán-termelés környezeti hatásait ezzel szemben csak nagyon kevés tanulmány dolgozta fel. A biometán-előállítás rész fázisait (pl. csak a gáztisztítás) vizsgálták (Cozma et al., 2013), vagy a teljes folyamatra kiterjedő számításokat végeztek (Jury et al., 2010; Poeschl et al., 2012).

A biometán-termelés környezeti hatásait vizsgáló Jury tanulmány egyik igen érdekes eredménye, hogy a biometán egyáltalán nem környezetkímélőbb, mint a földgáz felhasználása (Jury et al., 2010). A biometán-termelés környezetre gyakorolt hatását  $GWP_{100}$   $CO_2$  egyenértékben kifejezve  $65 \text{ g/MJ}$ -ra becsülték.

A biogáz-felhasználás egyik legrészletesebb környezeti hatásvizsgálat szakirodalma a 2012-ben Poeschl által kiadott cikk. Itt a villamosenergia-termelést és a biometán-hasznosítás számos módját hasonlították össze. Az írás egyetlen hibája, hogy a környezeti hatáskategóriákat a feldolgozott alapanyagok tonnában meghatározott mennyiségére vetítették. Ez a vizsgálati módszer azért nem hasonlítható össze teljes egészében az általam végzett számításokkal, mert esetemben a funkcionális egység (FU) a megtermelt energia 1 MJ-jára vonatkozik. Véleményem szerint ez az FU jobban összehasonlítható a földgáztermelés környezeti hatásait vizsgáló tanulmányok eredményeivel.

A biometán-termelés környezeti hatásvizsgálatának metodológiájával az ecoinvent adatbázis használatához készített Jungbluth (2007) kiadvány foglalkozik a legrészletesebben. Ebben a könyvben a biometán-termelés igaz csak egy részfejezet, mégis számos biometántermelési módszer környezeti hatásvizsgálatát írja le, melyeket a doktori munkában a későbbiekben hasznosítottam is. A FU ebben az esetben már a megtermelt biometán 1 m<sup>3</sup>-re vonatkozik, de sajnos csak szén-dioxid, metán és H<sub>2</sub>S-ben adja meg az emissziókat (kg/Nm<sup>3</sup>), így ezek a környezeti hatáskategóriák nem hasonlíthatóak össze a doktori munkám során kiválasztott hatáskategóriákkal.

Fentiekből jól látszik, hogy kevés szakirodalom foglalkozik a biometán-termelés környezeti hatásvizsgálatával és sajnos ezek sem egységesek a funkcionális egység kiválasztásában. Véleményem szerint érdemes a funkcionális egységet MJ-ban kiválasztani, annak érdekében, hogy más energiaforrásokkal jobban összehasonlítható eredményeket kapjunk.

### **2.3.2 Életciklus-elemzés szoftveres háttér**

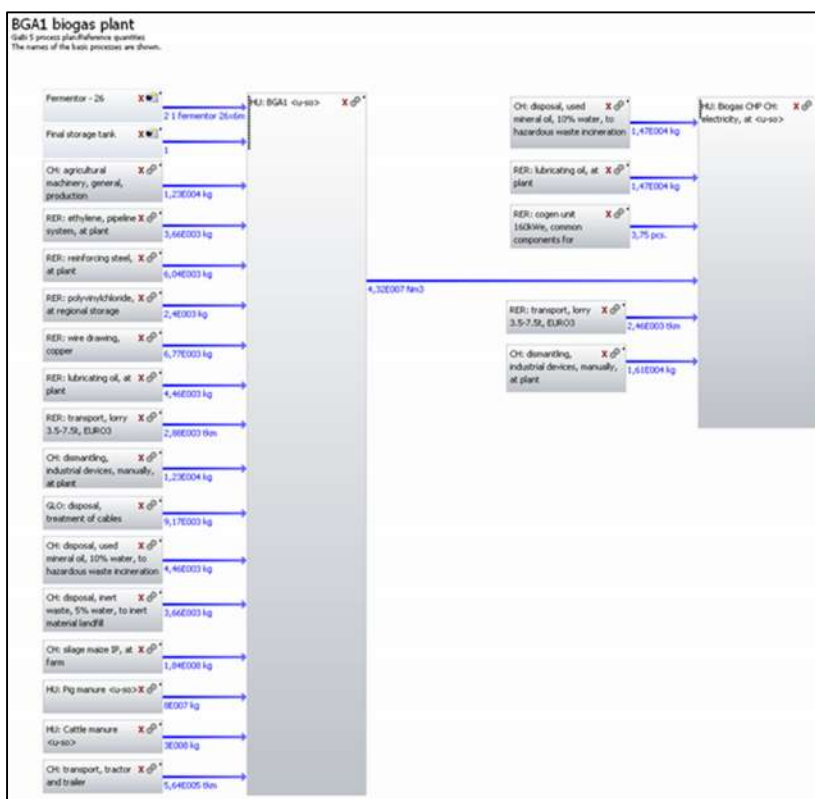
Az életciklus-elemzés, hatásvizsgálat és hatásértékelés összetett folyamat, ezért a modellezés, számítások elvégzésére életcikluselemző-szoftver használata javasolt. Számos szoftver áll rendelkezésre, melyek különböző adatbázisokhoz csatlakozva végzik el a szükséges számításokat. Több, mint 24 életcikluselemző-szoftver áll rendelkezésre az érdeklődők részére (Tóthné Szita, 2008). Széles körben elterjedt a GaBi, az Umberto, TEAM, Sima Pro 7 vagy az OpenLCA szoftvercsomagok. A jó grafikus felület, széleskörű elemzések lehetősége, ill. az eredmények részletes elemzésére is lehetőséget adó szoftver a GaBi, ami az egyik legelterjedtebb szoftvercsomag is egyben. A Környezettudományi Doktori Iskola keretein belül, a Mezőgazdaság- és Környezettudományi Kar, Természetvédelmi és Tájgazdálkodási Intézetében a GaBi szoftver tudományos célokra is rendelkezésre áll, így jelen munkában is ezt használtam

fel a környezeti hatásértékelés elkészítésére. A környezeti hatásvizsgálatokhoz az ecoinvent 3 adatbázis adta az alapadatokat.

### 2.3.2.1 GaBi 6.0

A GaBi szoftver a németországi Stuttgarter Egyetem berkein belül jött létre, egy spinoff vállalkozás, a PE International GmbH gondozásában fejlesztik és terjesztik. Jelenleg több száz egyetem és cég használja termékek, termelési folyamatok életciklus hatás elemzésére. A GaBi rövidítés a Ganzheitliche Bilanzierung (teljességre törekvő mérlegkészítés) rövidítésből származik. A szoftverhez számos adatbázis csatlakozható, így elegendő azon adatbázis(ok) megvásárlása, ami(k) az adott termék életciklus-elemzésének elkészítéséhez nélkülözhetetlenek. A szoftver egyéb tervezőprogramokba, pl. Solidworks is integrálható. Így már egy adott termék tervezése során vizsgálhatóak annak környezetre gyakorolt hatásai, ami a tervezésre is kihatással lehet, a lehető legkisebb környezetterhelés elérése érdekében.

A szoftver számos környezeti hatásértékelő módszert tartalmaz (pl.: CML 96, CML 2001, EDIP 97, EDIP 2003, EPFL 2002+, TRACI, Ecoindicator 95 és 99 stb.), melyek használatát az adott vizsgálat, projekt tartalma határozza meg.



2. ábra GaBi 6.0 szoftver példa plan az egyik modell biogázüzem életciklus-elemzéséből

A modellüzemek környezeti hatásvizsgálatára a GaBi 6.0 szoftvert alkalmaztam.

### **2.3.2.2 LCA adatbázisok**

Az életciklus-elemzés során az életciklusleltár során összegyűjtött adatok alapján a különböző életciklus-hatásértékelés kiszámításához szükséges adatbázisok használata, annak érdekében, hogy a környezeti hatások egy adott környezeti hatáskategóriának a mérőszámában (ekvivalens) kifejezhetőek legyenek. Az adatbázisokat nemzetközileg elismert, független kutatóműhelyek hozzák létre. Az adatbázisokban szereplő értékeket folyamatosan frissítik.

#### **2.3.2.2.1 ProBas adatbázis**

A ProBas adatbázis elnevezése a Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagement-Instrumente (Folyamatorientált alapadatok a környezet menedzsment eszközök érdekében) rövidítésből származik. Az adatbázis a Német Szövetségi Környezetügyi Hivatal és az Öko-Institut e.V. egyesület közös munkájának eredménye. Elsődleges adatokat szolgált az energiagazdálkodás, a nyersanyaggazdálkodás, a hulladékkezelés és a szállítmányozás témakörökben. Az adatbázis ingyenesen használható.

#### **2.3.2.2.2 ELCD adatbázis**

Az adatbázis elnevezése az European Reference Life Cycle Database (Európai referencia életciklus adatbázis) rövidítése. Az adatbázisban szereplő processzeket a MSZ EN ISO 14040 és MSZ EN ISO 14044 iránymutatása alapján készítették el. A folyamatleírások nyelve angol, az adatbázis legfrissebb változata a 3.1-es. A projekt weboldalán kereshetőek a folyamatok (<http://eplca.jrc.ec.europa.eu/ELCD3/processList.xhtml>), használatuk ingyenes. A ProBas adatbázishoz hasonlóan a leírt folyamatok az energiagazdálkodás, a nyersanyaggazdálkodás, a hulladékkezelés és a szállítmányozás témaköröket ölelik fel. Az egyes folyamatok elsősorban már meglévő adatbázisok kiegészítésére alkalmasak.

#### **2.3.2.2.3 Netzwerk Lebenszyklusdaten**

A Netzwerk Lebenszyklusdaten adatbázis 2003-2008 között a német Oktatási és Kutatási Minisztérium által támogatott kutatási projekt keretén belül került kialakításra. Az adatbank továbbfejlesztése a BioEnergieDat nevű adatbázis, ami elsősorban a megújuló energiaforrások területén kíván életciklus-elemző szoftverekben (pl. GaBi 6.0) használható processzeket, folyamatokat kutathatóvá tenni. A folyamatok az ecoinvent adatbázis adataira épülnek.

#### ***2.3.2.2.4 ecoinvent***

Az adatbázis a svájci ecoinvent-Zentrum által lett létrehozva. Fizetős mivolta ellenére a legnagyobb felhasználói körrel rendelkezik. Egy az életciklus-elemzések során jól használható alap adatbázis létrehozását 2000-ben kezdték meg, az első adathalmazt (ecoinvent 1.0) 2003-ban közzétették. Az alapadatok az ipari termelés környezeti hatásait jellemzik, az egyik legjobb minőségű adatokkal operáló gyűjtemény.

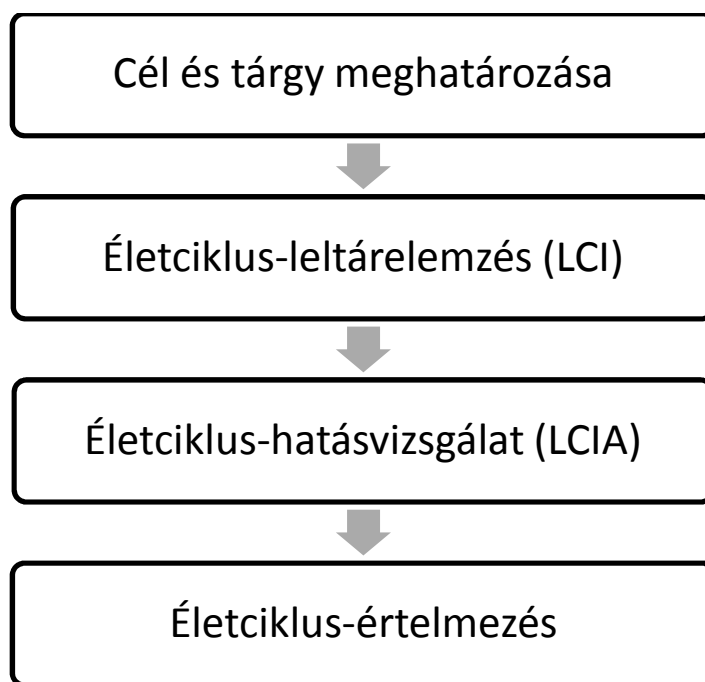
A tanulmány elkészítése során ezt az adatbázist használtam az életciklus-elemzéshez (Frischknecht and Jungbluth, 2007; Jungbluth et al., 2007).



### 3. Anyag és módszer

#### 3.1 LCI elemek

Az életciklus-elemzés egyik alapvető eleme az LCI (Life Cycle Inventory), vagyis az életciklusleltár elkészítése. Az EN ISO 14044:2006 (International Organization for Standardization, 2006a) meghatározza az életciklus-elemzés négy fő részét (3. ábra), amik közül az adatgyűjtés, az életciklusleltár elkészítése az egyik legfontosabb elem. Erre az elemzési és adatgyűjtési részre épül a továbbiakban a vizsgált rendszer környezetre gyakorolt hatásainak pontos meghatározása.



3. ábra Az életciklus-elemzés fő lépései (DIN EN ISO 14044:2006 alapján, saját ábrázolás)

Az életciklus-elemzés első lépése a cél és a tárgy meghatározása. A célok rögzítése során meg kell határozni, hogy az elkészült életciklus-elemzésnek milyen felhasználási módot szánunk. Egy szélesebb körben publikálendő elemzésnek közérthetőbb nyelvezettel kell íródnia, mint egy az adott szakterületen dolgozóknak szánt elemzésnek. Meg kell határozni az okokat, amiért az elemzés készül, továbbá a célcsoportot is (pl. a vizsgált termék felhasználói, vagy a termelésben, tervezésben részt vevő személyek). A célok meghatározásánál az utolsó szempont, hogy az elkészült életciklus-elemzés publikus, vagy csak belső használatra szánt (International Organization for Standardization, 2006a).

Az életciklus-elemzés tárgyának meghatározása részletes leírást követel a tanulmány készítőitől, mivel itt kerül kialakításra számos olyan a vizsgálat határait, tartalmát megszabó elem, ami a későbbi munkalépéseket, majd pedig a teljes tanulmány eredményeit is befolyásolni tudja. Többek között itt kerül meghatározása a vizsgált rendszerhatár, rendszerelemek, az adatgyűjtés módja, az adatelemzés módszere, adatminőség, bizonyos feltételezések, amiket az életciklus-elemzés alapköveiként használunk fel. A jól felépített tárgymeghatározás nagyban megkönnyíti az életciklus-elemzés elkészítését (International Organization for Standardization, 2006a).

Az életciklusleltár a vizsgált rendszer anyag és energia áramainak részletes feltárását foglalja magába. Ez természetesen a bemenő és kimenő áramok feldolgozását is jelenti. Az LCI kialakítása során négy fő természettudományi alapszabály kerül többnyire alkalmazásra (Klöpffer and Grahl, 2009):

1. a tömeg/anyagmegmaradás törvénye (Lomonoszov-Lavoisier-törvény);
2. az energiamegmaradás törvénye - termodinamika első főtétele;
3. termodinamika második főtétele;
4. Stöchiometria – a kémiai egyenértékek törvénye.

Az LCI adatgyűjtési fázisának menetére vonatkozóan az EN ISO 14044:2006 szabvány javaslatokat tesz. A szabvány szerint több adatgyűjtési lapot kell használni, amit az adatgyűjtési fázisban akár módosítani is lehet, ha azt a tanulmány esetleg módosuló rendszerhatárai megkövetelik. Ezen adatok forrása lehet személyes adatgyűjtés, de irodalmi értékeket is vizsgálhatunk és leltárba vehetünk. Ebben az esetben a forrás pontosságát meg kell vizsgálni, a lehetséges átfedéseket a személyes adatgyűjtésből származó értékeknél minimalizálni kell.

Az adatlapokon felvett anyagmennyiségek feldolgozására és rendszerezésére Microsoft Excel táblázatkezelő programot használtam.

Dolgozatomban a biogázüzemek életciklus-elemzése két fő részből tevődik össze, melyek magukba foglalják a kivitelezés és az üzemeltetés 20 éves időtartamának anyag és energia áramait.

### **3.1.1 A biogázüzemek kivitelezésének életciklus leltára**

A biogázüzemek kivitelezésének életciklus leltára a biogázüzem fermentációs szakaszának megépítésére vonatkozik. A kivitelezés több lépcsőben történik, ami magába foglalja a műtárgyak megépítését és gépészeti elemekkel történő felszerelését, majd azok indítását is.

Az adatgyűjtés és életciklus-elemzés modellezésének egyszerűsítése érdekében a fermentor és lebontási maradék tároló modulok mellett a legfontosabb üzemi részegységek is választható modulként kerültek kialakításra. Az egyes modulok számának változtatásával az adott alapanyagbázis optimális feldolgozásához szükséges technikai paraméterekkel rendelkező biogázüzemeket lehet összeállítani. Az elsődleges szempont a megfelelő tartózkodási idő és a lebontási maradék tárolásához szükséges fermentációs kapacitások kialakítása volt. A tartózkodási idő abban az esetben, ha a biogázüzem energianövényt is felhasznál – függetlenül attól, hogy csak energianövényt vagy energianövény és trágya keverékét fermentálja az adott üzem – 90 nap, míg trágyafeldolgozás esetén 40 nap. Ezen értékek a személyes gyakorlati tapasztalatok alapján megfelelőek, kellően nagymértékű lebontási hatásfokot biztosítanak, valamint egyéb tanulmányok is hasonló értékeket jelölnek meg (Gemmecke, 2009; Görisch, 2007).

Az egyes modulok (8. táblázat) felhasználása lehetőséget adott a különböző üzemek gyors összeállítására, ami aztán az életciklus-elemzést végző GaBi programban az egyszerűbb folyamat (process) rendszerezést is segítette. A mellékletekben az egyes nagyobb komponensek leírása is megtalálható, ezen felül a 2. sz. melléklet tartalmazza az egyes részegységek anyagminőségét és mennyiségét a teljes életciklusra vetítve.

**8. táblázat A vizsgált modell biogázüzemek felépítésére használt modul részegységek technikai paraméterei**

Alapanyag 50	Szilárdalapanyag-adagoló 50 m <sup>3</sup> bruttó térfogattal
Alapanyag 80	Szilárdalapanyag-adagoló 80 m <sup>3</sup> bruttó térfogattal
Előkeverő	Előkeverő tartály, hígtrágya-bejuttatás, keverő + szivattyú
Fermentor 26*6	Fermentor duplamembrános kupolával, keverőkkel, 2787 m <sup>3</sup> fermentációs térfogattal
Fermentor 26*8	Fermentor duplamembrános kupolával, keverőkkel, 3849 m <sup>3</sup> fermentációs térfogattal
Fermentor 28*6	Fermentor duplamembrános kupolával, keverőkkel, 3233 m <sup>3</sup> fermentációs térfogattal
Fermentor 28*8	Fermentor duplamembrános kupolával, keverőkkel, 4464 m <sup>3</sup> fermentációs térfogattal
Végterméktároló 5500	Lebontási maradék tároló kupolával, keverőkkel, 5500 m <sup>3</sup> bruttó térfogattal
Kábelezés 1	Kábelek, szereléssel, földmunkával, max. 2 fermentor esetén
Kábelezés 2	Kábelek, szereléssel, földmunkával, max. 3 fermentor esetén
Kábelezés 3	Kábelek, szereléssel, földmunkával, min. 3 fermentor esetén
Csővezés 1	Csővezetékek, szereléssel, földmunkával, max. 2 fermentor esetén
Csővezés 2	Csővezetékek, szereléssel, földmunkával, max. 3 fermentor esetén
Csővezés 3	Csővezetékek, szereléssel, földmunkával, min. 3 fermentor esetén
BHKW	Gázmotor, 600 kW elektromos teljesítménnyel
Gáztisztító 300	Biogáztisztító berendezés, vizes mosó, 300 Nm <sup>3</sup> /h kapacitás
Gáztisztító 400	Biogáztisztító berendezés, vizes mosó, 400 Nm <sup>3</sup> /h kapacitás
Gáztisztító 500	Biogáztisztító berendezés, vizes mosó, 500 Nm <sup>3</sup> /h kapacitás
Gáztisztító 750	Biogáztisztító berendezés, vizes mosó, 750 Nm <sup>3</sup> /h kapacitás
Töltőállomás	Lebontási maradék áttöltésére szolgáló vasbeton műtárgy
Gázkazán	Fermentorfűtésre használt kazánrendszer
Vezérlőépület	Maximum 3 fermentor ellátására szolgáló műtárgy (építmény) szivattyúval, kapcsolószekrényekkel, gépészettel
Szeparátorállomás	Lebontási maradék fázisbontásra használt műtárgy + gép
Kapcsolószekrény 1	Erős- és gyengeáramú kapcsolószekrény, max. 2 fermentor + min.1 végterméktároló
Kapcsolószekrény 2	Erős- és gyengeáramú kapcsolószekrény, max. 3 fermentor + min.1 végterméktároló
Kapcsolószekrény 3	Erős- és gyengeáramú kapcsolószekrény, max. 3 fermentor + min.2 végterméktároló
Kapcsolószekrény 4	Erős- és gyengeáramú kapcsolószekrény, min. 3 fermentor + min.2 végterméktároló

A kivitelezésre vonatkozóan az adatgyűjtés elsődleges forrásai a Magyarországon megépített biogázüzemek általános kiviteli tervei voltak (Első Magyar Biogáz Kft., 2013). A kiviteli tervekben szerepelnek mind az építőipari kivitelezés során felhasznált anyagmennyiségek, mind a gépészet, villamos rendszerek kivitelezésének mennyiségei.

Az anyagkiírásokban részletesen szerepeltetve vannak az egyes fermentorokba vagy lebontási maradék tárolókba beépített anyagok listája (pl. fittingek, idomok, csövek, tolózárak, stb.). Mivel az anyagkiírások nem gyártóspecifikusak, ezért az adatgyűjtés további részében szükséges volt a lehető legkisebb szállítási távolság érdekében hazai gyártók termék adatlapjait beszerezni. Az adatlapok alapján kiszámítható volt az anyagmennyiség és minőség egy adott fermentor felépítése során. Az anyagkiírások pontos méretmeghatározást, darabszámot és folyóméter beépített egységet tartalmaznak. A 9. táblázat példa a fermentorba beépített alapanyagtovábbító (szubsztrátum) csőhálózat anyagmennyiségeinek (kg) kiszámítására használt adatgyűjtő lapra. Érdekesség, hogy egy fermentor kivitelezése során csak a felhasznált gépészeti elemek száma 224 volt.

**9. táblázat** Anyagkiírás mennyiségeiből (db vagy fm) számított anyagmennyiség (kg) összesítő adatlap (példa, saját számítás)

Megnevezés	mennyiség	egység	kg/fm	Összesen
PVC KM nyomó vezeték szabadon szerelve, bilincsekkel, ragasztott kötésekkel NNY 6 bar				
Ø 90	7	fm	1,390	9,730
Ø 160	12	fm	4,350	52,200
<b>Összesen</b>				<b>61,930</b>
Megnevezés	mennyiség	egység	kg/db	Összesen
Ø 90 kötőgyűrű	1	db	0,576	0,576
Ø 110 kötőgyűrű	1	db	0,810	0,810
Ø 160 karmantyú	20	db	1,550	31,000
Ø 160 90-fokos ívidom	6	db	3,720	22,320
Ø 90 kötőgyűrű laza karimával	1	db	0,576	0,576
Ø 140 kötőgyűrű laza karimával	1	db	1,355	1,355
Ø 160 kötőgyűrű laza karimával	8	db	1,550	12,400
Ø 160 / Ø 140 szűkítő	2	db	1,570	3,140
<b>Összesen</b>				<b>72,177</b>

Az építésre vonatkozó adatgyűjtést – annak érdekében, hogy a teljes életciklusra lehessen számolni az anyagfelhasználásokat – ki kellett egészíteni egy, a beépített gépek, berendezések várható élettartama alapján számított pótlási mennyiséggel is. Ilyen egység pl. a keverő: kb. 8-10 éves időközönként az elhasználódásból adódóan a berendezést cserélni kell és új egységet kell beépíteni. Az anyagmennyiségekben az ilyen eseteket a 20 éves vizsgált időtartamra külön multiplikálni kellett.

Az egyes biogázüzemi modellek esetében külön-külön összesítésre került az adatgyűjtésből származó értékek alapján a várható nyersanyag felhasználások mennyisége. Az LCI életciklusleltár-mellékletben a modellek kivitelezésekor felhasznált nyersanyagmennyiségek részletezése megtalálható.

A kivitelezéshez szorosan hozzátartoznak a beépítésre került anyagok szállításának környezeti hatásai. A szállítást, anyagmozgatást tkm-ben adtam meg.

### **3.1.2 Üzemeltetés életciklusleltár**

A modell biogázüzemek üzemeltetése során fellépő anyagfelhasználások összesítésekor a beépítésre került gépegységek kezelési útmutatójában, ill. az üzemeltetésből adódó tényleges felhasznált anyagmennyiségekkel számoltam.

A normál üzemvitel során nagy mennyiségben kerülnek felhasználásra kőolaj származékok. Ez három lehetséges forrást foglal magába: hidraulikaolaj, motorolaj és kenőanyagok. Az éves mennyiségek a főbb gépegységekre kerültek felosztásra.

A vizsgált modell üzemek teljes életciklusára vonatkozó anyagfelhasználások mennyiségét az 2. sz. melléklet tartalmazza.

### **3.1.3 Szubsztrátum életciklusleltár**

Az állattartásból származó trágya károsanyag-kibocsátásait számos tanulmány vizsgálta (Dämmgen, 2009; European Environmental Agency, 2007; Organisation for Economic Co-operation and Development, 2001). A kezeletlen és anaerob fermentáción átesett trágya károsanyag-kibocsátási számításához ezen értékeket is figyelembe vették. A modell üzemekben szarvasmarha almos trágya és sertés hígtrágya fermentálásával történik a biogáz előállítása, ezért csak ezeknek a trágyaféleségeknek számítottam ki a lehetséges emisszióit.

Az egyes vizsgált változatok esetében kiszámításra került, hogy mekkora károsanyag-kibocsátással kell számolni, ha a biogázüzemekben felhasznált szarvasmarha almos trágya (10. táblázat) vagy sertés hígtrágya (11. táblázat) anaerob kezelés nélkül kerül kijuttatásra a termőterületekre.

**10. táblázat** A szarvasmarhatrágya károsanyag-kibocsátási értékei az állattartás során (kg/év/nagyállategység) EMEP és IPPC alapján

	$NH_3$	$N_2O$	$NO$	$N_2$	$NO_3$	$CH_4$	$PM_{10}$	$PM_{2,5}$	<i>Forrás</i>
Épületek, kitermelés	6,27						0,36	0,23	EMEP
Kifutó	5,74								EMEP
Trágyatárolás	1,96	0,75	0,10	1,80		6,00			IPPC, EMEP
Anyagmozgatás	7,70								EMEP
<b>Összesen</b>	<b>21,68</b>	<b>0,75</b>	<b>0,10</b>	<b>1,80</b>	<b>0,00</b>	<b>6,00</b>	<b>0,36</b>	<b>0,23</b>	

**11. táblázat** A sertés hígtrágya károsanyag-kibocsátási értékei az állattartás során (kg/év/nagyállategység) EMEP és IPPC alapján

	$NH_3$	$N_2O$	$NO$	$N_2$	$NO_3$	$CH_4$	$PM_{10}$	$PM_{2,5}$	<i>Forrás</i>
Épületek, kitermelés	2,06								EMEP
Hígtrágyatárolás	1,21		0,002	0,02					EMEP
Anyagmozgatás	4,09								EMEP
<b>Összesen</b>	<b>7,36</b>	<b>0,00</b>	<b>0,002</b>	<b>0,02</b>	<b>0,000</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	

Ha az állati trágyát anaerob fermentációba visszük be, majd ezt követően juttatjuk ki a termőterületekre, ugyanazon károsanyag-kibocsátási értékekkel kell számolnunk, mint a kezelés nélküli esetekben, csak a metán-kibocsátással lehet csökkenteni az értékeket. Számos kutatási eredmény alapján a  $N_2O$  kibocsátás (Perälä et al., 2006; Turnbull and Kamthunzi), valamint a  $NH_3$  és egyéb károsanyag-kibocsátás (Amon et al., 2006) megegyezik a lebontási maradék és kezeletlen hígtrágya esetében. Ezeket a paramétereket figyelembe vettem a számítások során és a kijuttatásra kerülő lebontási maradék  $1\text{ m}^3$ -re visszavezetve kiszámítottam a környezetbe kijuttatott károsanyag mennyiségeket. A lebontási maradék mennyisége természetesen nem egyezik meg a fermentációba bevitt anyagmennyiségekkel. A mikrobiológiai lebontási folyamatok során a szerves anyag egy része biogázzá alakul át, és a rendszerből távozik. A biogáz tömege függ az egyes összetevők százalékos arányától (24. táblázat). A kalkulációk során az egyes alapanyagokhoz tartozó elméleti gázhozamok és metántartalmak értékei alapján kiszámítható, hogy 1000 kg friss massa tömegét mennyivel csökkenti a fermentáció során felszabadult biogáz mennyisége. Saját számítások alapján a lebontási maradék mennyisége a kiindulási anyagmennyiséghez képest a szilázs esetében 22%-kal, a szarvasmarha almos trágya esetén 5%-kal, míg a sertés hígtrágya feldolgozásakor 1%-kal csökken (12. táblázat).

12. táblázat Az alapanyag-mennyiség csökkenésének mértéke a fermentáció során %-ban kifejezve

Alapanyag	Bemenő alapanyag mennyisége (kg)	Lebontási maradék mennyisége (kg)	Változás mértéke
Szilázs (kukorica)	1000	781	22%
Szarvasmarha almos trágya	1000	950	5%
Sertés hígtrágya	1000	991	1%

Az életciklus elkészítésekor a felhasznált folyamatokban (process) az egyes alapanyagmennyiségek 1 kg-os egységére vissza kell vezetni a lebontási maradék kihordásakor a környezetbe kijuttatott károsanyag-mennyiségeket (kg/kg alapon) is, mivel a GaBi 6 programban a bemenő alapanyag egysége kg (13. táblázat). A számítások során számos irodalmi adat került felhasználásra (Amon et al., 2006; Dämmgen, 2009; European Environmental Agency, 2007; Organisation for Economic Co-operation and Development, 2001; Perälä et al., 2006; Turnbull and Kamthunzi). Ezek az emissziók mindhárom alapanyag esetében felszámításra kerülnek, mivel a biogáztermelés egyik alapvető melléktermékének, a lebontási maradéknak a környezetbe való kijuttatásakor szabadulnak fel.

13. táblázat A fermentációban felhasznált 1 t alapanyag szántóföldi kijuttatásakor a környezetbe kerülő károsanyag (emisszió) mennyiségek kg-ban kifejezve EMEP és IPPC alapján

	NH <sub>3</sub>	N <sub>2</sub> O	NO	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>
<b>Szarvasmarha almos trágya</b>	1,141	0,040	0,005	0,094	0,316	0,019	0,012
<b>Sertés hígtrágya</b>	1,485	0,000	0,000	0,004	0,000	0,000	0,000
<b>Szilázs (kukorica)</b>	0,180	0,029	0,004	0,070	0,234	0,014	0,009

### 3.1.3.1 Silókukorica-termelés életciklusleltár

Az energianövényt feldolgozó biogázüzemek esetében a teljes életciklusra vetítve az egyik legnagyobb károsanyag-kibocsátással járó folyamat a növénytermesztés. A növénytermesztés környezeti hatásainak vizsgálata során irodalmi adatokra (Eckel, 2006; Karpenstein-Machan, 2005; Vetter, 2009) alapozva került meghatározásra a dízelolaj és kenőanyag-felhasználás, ami a GaBi 6.0 program ecoinvent adatbázisának silókukorica-termelést modellező alapadatait (unit process single operation) kiegészítve került be az életciklus-elemzésbe.

Annak érdekében, hogy a valós biogáztermelési körülményekhez jól igazodó életciklus-elemzési modell jöjjön létre, különböző parcella méretű, termesztési rendszerű és szállítási távolságokat alkalmazó energianövény, silókukorica termesztési modellek lettek kialakítva a KTBL számoló táblái alapján (Eckel, 2006).



A két fő termesztési rendszer forgatásos és forgatás nélküli talajművelést jelent. A forgatásos talajművelés esetén az őszi szántás kerül alkalmazásra. A forgatás nélküli talajművelési modell mélylazító és kompakt tárcsás borona alkalmazását feltételezi az őszi talajmunkák során. A parcellaméretet 2 és 5 ha-os nagyságban veszi figyelembe a modell. Ezen felül energetikailag meghatározó a betakarított energianövény, valamint a lebontási maradék szállítási távolsága a biogázüzem és a parcella között. A modellezés során három különböző szállítási távolság lett kiszámolva, 1, 5 és 10 km-es nagyságrendben (14. táblázat).

**14. táblázat** Az energianövény-termesztés 1 ha-ra számított dízelolaj felhasználása a parcellaméret és a szállítási távolság függvényében

Parcellaméret / Szállítási távolság	Forgatás nélküli talajművelés			Forgatásos talajművelés		
	1 km	5 km	10 km	1 km	5 km	10 km
2 ha	113	134	160	117	138	164
5 ha	107	128	153	112	131	157

A számítások eredményeképpen elmondható, hogy a parcella – biogázüzem-távolság növekedése esetén a fosszilis üzemanyag igénye a növénytermesztésnek nagy mértékben növekszik, 10 km-es távolságon a teljes dízelolaj fogyasztás 40-43%-kal növekszik 1 ha megművelt területre vonatkoztatva. Az életciklus-elemzés során a 10 km-es szállítási távolság esetén felmerülő dízelolaj és kenőanyag-felhasználás (15. táblázat) lett figyelembe véve, kiegészítve azzal, hogy a szállítási távolságok az 1. táblázatban meghatározott értékekre lettek pontosítva.

**15. táblázat** Az energianövény-termesztés 1 ha-ra számított kenőanyag-felhasználása (kg) a parcellaméret és a szállítási távolság függvényében

Parcellaméret / Szállítási távolság	Forgatás nélküli talajművelés			Forgatásos talajművelés		
	1 km	5 km	10 km	1 km	5 km	10 km
2 ha	12,14	12,35	12,61	12,18	12,39	12,65
5 ha	12,07	12,29	12,54	12,11	12,32	12,58

A silókukorica-termesztés modellezésébe a következő munkafolyamatok kerültek be:

- mélylazítás (forgatás nélküli talajművelés esetén);
- mélyszántás (forgatásos talajművelés esetén);
- lebontási maradék kihelyezése (két lépésben, talajművelés előtt és tavasszal a vegetációs fázis alatt);
- tárcsázás;
- vetés, szemenkénti vetőgéppel;
- gyomirtás;

- műtrágya-kihelyezés (szükség szerint, ill. meszezés);
- betakarítás (önjáró silózó, szállítás és tömörítés);
- tarlómegmunkálás.

A számítások alapjául 40 t/ha zöld termés, 35%-os betakarításkori szárazanyag-tartalom szolgál.

## 3.2 LCIA elemek

### 3.2.1 Alapanyag-felhasználás

A modell biogázüzemek esetében a megtermelni kívánt energia mennyiségének megfelelően kellett kiválasztani az egyes alapanyagok éves mennyiségét. A modell üzemekben a termesztett energianövény a kukoricaszilázs volt, mivel ennek a tömegtakarmánynak az előállítása a legtöbb állattartással is foglalkozó mezőgazdasági üzem esetében nem jelent problémát. A mezőgazdasági eredetű hulladékok pedig a sertés hígtrágya és szarvasmarha almos trágya volt. A négyféle különböző alapanyagmixet feldolgozó üzemek éves alapanyag mennyiségeit a 16. táblázat foglalja össze.

16. táblázat A vizsgált modell biogázüzemekben feldolgozott alapanyagok éves mennyisége (t/év)

Alapanyagok (t/év)	Kukoricaszilázs	Sznh almos trágya	Sznh hígtrágya	Sertés hígtrágya	Összes alapanyag (t/év)
<b>BGA300 0%</b>	13.593	0	0	0	13.593
<b>BGA300 10%</b>	12.415	1.989	869	2.800	18.073
<b>BGA300 20%</b>	11.093	4.955	1.057	870	17.975
<b>BGA300 30%</b>	9.841	7.432	1.586	1.306	20.165
<b>BGA400 0%</b>	18.124	0	0	0	18.124
<b>BGA400 10%</b>	16.458	3.302	713	580	21.052
<b>BGA400 20%</b>	14.790	6.607	1.409	1.160	23.967
<b>BGA400 30%</b>	13.090	10.152	1.444	1.180	25.864
<b>BGA500 0%</b>	22.655	0	0	0	22.655
<b>BGA500 10%</b>	20.598	3.933	1.430	1.172	27.134
<b>BGA500 20%</b>	18.475	8.356	1.501	1.212	29.543
<b>BGA500 30%</b>	16.346	12.815	1.455	1.186	31.801
<b>BGA750 0%</b>	33.982	0	0	0	33.982
<b>BGA750 10%</b>	30.866	6.136	1.493	1.207	39.701
<b>BGA750 20%</b>	27.678	12.791	1.531	1.228	43.228
<b>BGA750 30%</b>	24.546	19.000	3.010	2.037	48.593

A 16. táblázatban szereplő alapanyag-felhasználás mennyiségeit az MS Excel táblázatkezelő program Solver funkciójával számoltam ki. Az elsődleges cél, hogy a teljes gáztermelés energiataralmának meghatározott százaléka trágyából származzon, ezen felül az

energianövény-felhasználást a lehető legalacsonyabb szinten tartani, ill. a fermentorok felfűtéséhez szükséges energia mennyisége is minimális legyen. Az alapanyag-felhasználás mellett a biogázüzemek méretezése során egy igen fontos paraméter az alapanyag minősége, ill. az azok anaerob fermentációja során nyerhető biogáz mennyisége. A megtermelt biogáz egyik meghatározó minőségi mutatója a metántartalom. A 17. táblázat ezeket a paramétereket foglalja össze. A TS rövidítés a szárazanyag tartalmat, az oTS a szerves szárazanyag-tartalmat jelenti, míg a gázkihozatali érték azt adja meg, hogy 1 kg szerves szárazanyagból mennyi normál liter biogáz nyerhető ki.

**17. táblázat A vizsgált modell biogázüzemekben felhasznált alapanyagok minőségi paraméterei**

<b>Alapanyag megnevezése</b>	<b>TS</b>	<b>oTS</b>	<b>Gázkihozatal NI/kg oTS</b>	<b>Metántartalom</b>	<b>Biogáztermelés (Nm<sup>3</sup>/t)</b>
<b>Kukoricaszilázs</b>	32,00%	95,00%	600	51%	182,4
<b>Szarvasmarha almos trágya</b>	25,00%	80,00%	450	55%	90
<b>Szarvasmarha hígtrágya</b>	8,00%	80,00%	300	55%	19,2
<b>Sertés hígtrágya</b>	6,00%	85,00%	310	60%	15,81

Az életciklus-elemzés és a gazdaságossági számítások a fenti éves alapanyag-mennyiség felhasználásával készültek el. Az alapanyag-mennyiségből és az alapanyagok minőségi paramétereiből számítható az éves biogáztermelés mennyisége, ill. a megtermelt biogáz energiatartalma (kWh) is (18. táblázat). A 17. táblázatban szereplő biogázkihozatali paraméterek és a 18. táblázatban szereplő üzemenkénti alapanyag-felhasználás adataiból ki lehet számolni a tényleges gáztermelés mértékét (éves alapanyag-mennyiség szorozva a friss massa 1 tonnájára kiszámolt specifikus biogáztermelési értékkel). Az átlagos metántartalom ismeretében számítható a biogáz energiatartalma kWh-ban, MJ-ban is. Az átváltáskor alkalmazott érték ebben az esetben: 100% metántartalom 10 kWh/Nm<sup>3</sup> energiatartalmat jelent.

18. táblázat A modell biogázüzemek éves biogáz (ezer Nm<sup>3</sup>/a) termelése és a nyersgáz energiatartalma (kWh)

Gáztermelés	Tényleges gáztermelés (ezer Nm <sup>3</sup> /év)	Gáztermelés trágyából (ezer Nm <sup>3</sup> /év)	Energiatartalom biogáztermelés (GWh)	Biogáz átlagos energiatartalom (kWh/m <sup>3</sup> )
BGA300 0%	2.479	0	12,64	5,10
BGA300 10%	2.505	240	12,89	5,15
BGA300 20%	2.503	480	12,97	5,18
BGA300 30%	2.515	720	13,12	5,22
BGA400 0%	3.306	0	16,86	5,10
BGA400 10%	3.322	320	17,07	5,14
BGA400 20%	3.338	640	17,29	5,18
BGA400 30%	3.348	960	17,47	5,22
BGA500 0%	4.132	0	21,07	5,10
BGA500 10%	4.157	400	21,37	5,14
BGA500 20%	4.170	800	21,60	5,18
BGA500 30%	4.181	1.200	21,81	5,22
BGA750 0%	6.198	0	31,61	5,10
BGA750 10%	6.230	600	32,02	5,14
BGA750 20%	6.248	1.200	32,36	5,18
BGA750 30%	6.277	1.800	32,75	5,22

### 3.2.2 Villamosenergia-önfogyasztás

A biogázüzemek villamosenergia-önfogyasztását (parasitic electricity demand) az egyes szerzők igen széles tartományban adják meg. Ez az érték (az egy év alatt elfogyasztott villamos energia a teljes megtermelt villamos energia mennyiségének %-ban kifejezve) 3%-tól egészen 30%-ig terjed (Döhler, 2013; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2013; Gemmecke, 2009) és a villamosenergia-termelő biogázüzemek esetén használatos mutatószám, mellyel az energetikai hatásfokot kívánják kifejezni. Minél alacsonyabb ez az érték, annál jobb, mivel a villamos hálózatra feltermelhető és értékesíthető villamos energia mennyisége annál nagyobb. A biometán-termelő üzemek esetében a végtermékre nehezen alkalmazható a villamosenergia-önfogyasztás %-os értéke, ennek ellenére meg kell határozni az éves villamosenergiafogyasztást kWh/év nagyságrendben a környezeti hatások számíthatósága érdekében.

Az egyes tanulmányok elemzéséből arra lehet következtetni, hogy az olyan biogázüzemek, amelyek mezőgazdasági vagy élelmiszeripari hulladék anyagok feldolgozásával is foglalkoznak, számszerűsíthetően magasabb önfogyasztással rendelkeznek, mint a csak energianövényt feldolgozó üzemek. 46 biogázüzem önfogyasztását összehasonlítva a

legalacsonyabb érték 5%, míg a legnagyobb önfogyasztás 20,5% volt, átlagosan 7,9% (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2013).

A biometán előállításának életciklus-elemzése során a biogáztermelés és biogáztisztítás teljes villamos energia fogyasztását külső forrásból fedezi az üzem. Az életciklus-elemzés a villamosenergia-önfogyasztást közepes feszültségen (20 kV-os hálózat) érkező villamos energia felhasználásával veszi figyelembe, a magyar energia mixre vonatkozó paraméterekkel. A kalkulációk során az egy éves villamosenergia-fogyasztás került kiszámításra, így a 20 éves életciklus periódusra extrapolálni kell ezt az értéket.

### **3.2.2.1 A villamosenergia-önfogyasztás számításának módja**

A tanulmány elkészítése során magyarországi, nagy mennyiségben trágyát is feldolgozó biogázüzemek napi üzemeltetési tapasztalataiból kerültek kiszámításra az egyes részegységek lehetséges üzemóráinak mértéke. Az egyes főbb részegységekre megállapításra került a napi üzemórák száma, ill. a berendezés tényleges teljesítményfelvétele is, figyelembe véve, hogy a beépített teljesítmény és az üzemvitel során ténylegesen felhasznált villamos energia mennyisége eltér egymástól. Az alapanyag-adagoló berendezés esetében a napi alapanyag-mennyiség kényelmes és biztonságos beviteléhez szükséges üzemórászámmal kalkuláltam. A keverés esetében egy optimális üzemidő lett kiszámolva. Ezen felül vannak olyan részegységei az üzemnek, amelyek az év minden órájában üzemelnek és fogyasztásuk van (pl. gáztároló fűvó, irányítástechnika,).

A biometán-termelő üzemek esetében a fermentációs szakaszon kívül még a biogázüzemű kazán és biogázmosó berendezés villamos energia fogyasztása is felszámításra kerül.

### **3.2.2.2 Villamosenergia-önfogyasztás összehasonlítása**

Az életciklus-elemzésekben 16 különböző méretű fermentációs szakasszal rendelkező modellüzemek kerültek összehasonlításra, ezért az egyes üzemekben eltérő számú fogyasztóval és üzemórával kellett számolni. A saját számítások értékei is jól mutatják, hogy az azonos mennyiségű végtermék biogázt (pl. 300 Nm<sup>3</sup>/h) termelő üzemeknek a különböző alapanyagbázis esetén mennyire eltérő a villamosenergia-önfogyasztása: csak energianövényt felhasználó üzem 924 MWh/éves önfogyasztása a 30%-ban trágyát is felhasználó üzem 1222 MWh/év fogyasztásával szemben. A két folyamat végén azonos mennyiségű biometán kerül be a földgázhálózatba, mégis a több trágyát feldolgozó üzem évente 32,2%-kal több villamos energiát

használ fel. Az egyes biogázhasznosítási módok (villamos energia vagy biometán-termelés) esetén ez az érték még jobban eltér.

A 16 vizsgált biogázüzem esetében jól számszerűsíthető, hogy ugyanazon biometán-mennyiség megtermeléséhez különböző alapanyag összetételek esetén számottevően eltérő villamosenergia-önfogyasztás társul (19. táblázat).

**19. táblázat A biometán-termelő biogázüzemek villamosenergia-önfogyasztása napi és éves bontásban**

<b>Villamosenergia-igény (kWh/év)</b>	<b>Összesen (MWh/év)</b>	<b>Fogyasztás (MWh/nap)</b>
<b>BGA300 0%</b>	924,04	2,53
<b>BGA300 10%</b>	1.150,26	3,15
<b>BGA300 20%</b>	1.149,72	3,15
<b>BGA300 30%</b>	1.222,03	3,35
<b>BGA400 0%</b>	1.325,13	3,63
<b>BGA400 10%</b>	1.341,30	3,68
<b>BGA400 20%</b>	1.305,56	3,58
<b>BGA400 30%</b>	1.436,49	3,94
<b>BGA500 0%</b>	1.584,97	4,34
<b>BGA500 10%</b>	1.489,25	4,08
<b>BGA500 20%</b>	1.712,78	4,69
<b>BGA500 30%</b>	1.845,70	5,06
<b>BGA750 0%</b>	2.354,09	6,45
<b>BGA750 10%</b>	2.394,42	6,56
<b>BGA750 20%</b>	2.233,22	6,12
<b>BGA750 30%</b>	2.270,87	6,22

A kalkulált villamosenergia-fogyasztás a 6,93 – 9,31 %-os értékeivel a Németországban vizsgált üzemek értékeivel mutat hasonlóságot (Gemmecke, 2009).

A nyers biogáz földgázminőségre történő tisztításához még nagyobb villamosenergia-önfogyasztás társul. Az egyes szakirodalmi adatok csak a vizes biogázmosó berendezésben történő tisztításához, minden egyes Nm<sup>3</sup> nyersgáz esetén 0,158-0,277 kWh villamosenergia-felhasználással számolnak, a gáztisztító kapacitástól és az abszorpciós kolonna sztrippelő nyomásától függően (Beil et al., 2012; Cozma et al., 2013; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2013; Götz et al., 2011). Az adatgyűjtés során a vizes mosó gyártója által megadott 0,21 kWh/Nm<sup>3</sup> nyersgáz villamosenergia-fogyasztási érték került be a számításokba. Az LCA készítése során felhasznált éves villamosenergia-fogyasztási értékeket a 19. táblázat tartalmazza. A 20. táblázat értékei alapján elmondható, hogy a legnagyobb villamosenergia-fogyasztó a biometán-termelés során a gáztisztító berendezés. A teljes éves villamosenergia-fogyasztás 41,24-56,42%-át a gáztisztító adja ki. A nagyobb trágyamennyiséget feldolgozó

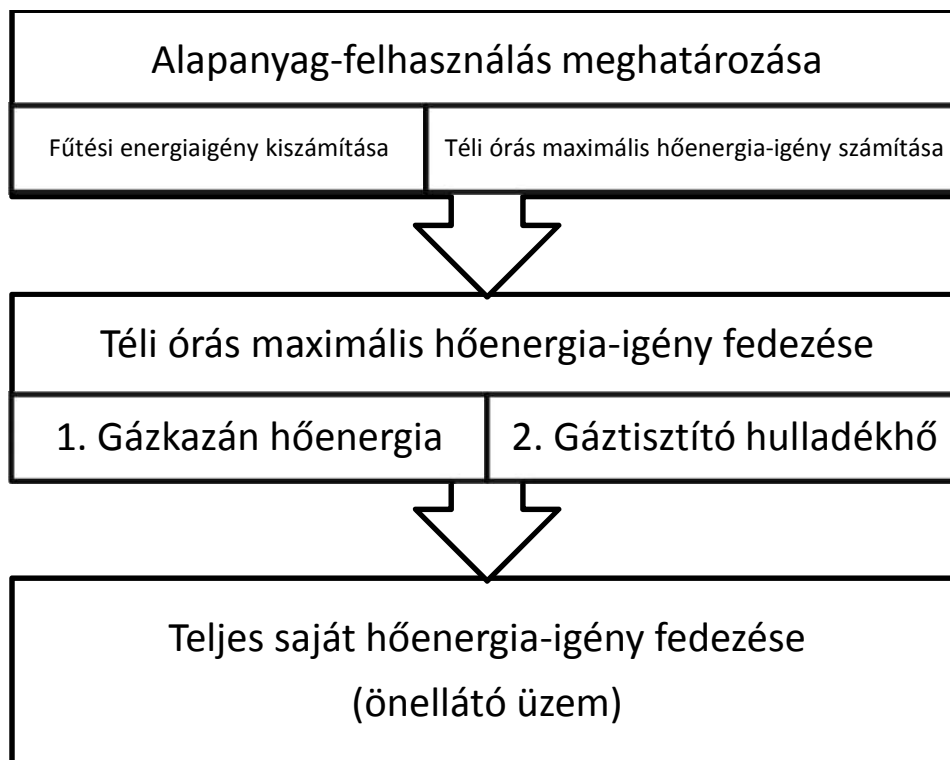
üzemekben ez az érték alacsonyabb, de ennek az a magyarázata, hogy a teljes trágyafeldolgozási folyamat már önmagában is energiaigényesebb, mintha csak energianövényeket dolgoznánk fel.

**20. táblázat** A vizes mosós biogáztisztítás villamos energia-igénye a teljes éves villamosenergia-fogyasztáson belül

<b>Villamosenergia-igény (MWh/év)</b>	<b>Összesen (MWh/év)</b>	<b>Gáztisztító (MWh/év)</b>	<b>Éves fogyasztás részaránya</b>
<b>BGA300 0%</b>	924,04	504	54,54%
<b>BGA300 10%</b>	1.150,26	504	43,82%
<b>BGA300 20%</b>	1.149,72	504	43,84%
<b>BGA300 30%</b>	1.222,03	504	41,24%
<b>BGA400 0%</b>	1.325,13	672	50,71%
<b>BGA400 10%</b>	1.341,30	672	50,10%
<b>BGA400 20%</b>	1.305,56	672	51,47%
<b>BGA400 30%</b>	1.436,49	672	46,78%
<b>BGA500 0%</b>	1.584,97	840	53,00%
<b>BGA500 10%</b>	1.489,25	840	56,40%
<b>BGA500 20%</b>	1.712,78	840	49,04%
<b>BGA500 30%</b>	1.845,70	840	45,51%
<b>BGA750 0%</b>	2.354,09	1.260	53,52%
<b>BGA750 10%</b>	2.394,42	1.260	52,62%
<b>BGA750 20%</b>	2.233,22	1.260	56,42%
<b>BGA750 30%</b>	2.270,87	1.260	55,49%

### 3.2.3 Hőenergia-fogyasztás

Jelen életciklus-elemzésben a biogázüzemek hőenergia önfogyasztása a biometán termelés környezeti hatásainak vizsgálata során elemzésre került. Olyan biogáztermelési technológiai modell került kialakításra, ahol a fermentációs technológia hőenergia önfogyasztását a megtermelt biogáz egy része adta.



4. ábra A hőenergia-ellátás méretezésének modellje a biometán-termelő üzemek esetén

A hőenergia-önfogyasztás fedezése igen érdekes azon modellek esetében, ahol a biogázt földgázminőségre tisztítva a földgázhálózatba táplálják be. Ebben az esetben a fűtésre használt biogáz mennyisége az életciklus-elemzés egyik meghatározó eleme, mivel a biogáz átalakítása (biometán) során nem képződik nagy mennyiségben hulladékhő, mint villamosenergia-termelés esetén, ezért a fűtési energiát más forrásból kell fedezni. Ebben az esetben kézenfekvő a tisztítatlan biogáz hasznosítása biogázkazánban melegvíz-termelésre. A hőenergia-önfogyasztás számítási menete ezért röviden összefoglalásra kerül (4. ábra).

21. táblázat Havi átlaghőmérséklet (Országos Meteorológiai Szolgálat, 2015) és átlagos alapanyag-hőmérséklet saját mérés alapján

Hőmérséklet (°C)	Környezeti	Alapanyag
Január	-0,4	0,6
Február	1,5	2,5
Március	6,2	7,2
Április	11,5	12,5
Május	16,5	17,5
Június	19,7	20,7
Július	21,6	22,6
Augusztus	20,9	21,9
Szeptember	16,7	17,7
Október	11,2	12,2
November	5,5	6,5
December	1,5	2,5



A havi átlaghőmérsékletből (21. táblázat), a fermentációba bekerülő alapanyag hőmérsékletéből (saját mérési eredmények alapján a bemenő alapanyag hőmérséklete minimálisan tér el a környezet hőmérsékletétől, így 1 °C-kal az átlagos havi hőmérséklettől alacsonyabb értékkel számoltam) és a fermentációs hőmérsékletből kiszámítható a biogázüzem hőenergia igénye (Wellinger et al., 2013). A fűtési energiaigény két fő tényezőtől tevődik össze, az egyik a friss massa felmelegítése a fermentációs hőmérsékletre (4. egyenlet), a másik a fermentorok hővesztesége.

$$\frac{\text{alapanyag (kg)} \times 4,19 \frac{\text{MJ}}{\text{kg K}} \times \Delta T \text{ (K)}}{\text{fűtési idő (h)}} = 3,6 \text{ MJ}$$

**4. egyenlet**      **Az alapanyag felfűtéséhez szükséges hőenergia (kWh) meghatározása**

A frissen bevitt alapanyag felmelegítéséhez szükséges hőenergia mértéke kiszámítható az alapanyag mennyiségéből, a hőmérséklet-különbségből és a felfűtésre rendelkezésre álló idő nagyságából. Az alapanyag fajhője a vízzel közel azonos értéket mutat, ezért a víz fajhőjét alkalmaztam a számításban (4,19 MJ/kgK).

A fermentorok hővesztesége három fő paraméterből tevődik össze:

1. a talaj és a fermentor talplemeze közötti hőveszteség;
2. a talaj vagy levegő és a fermentor fala közötti hőveszteség;
3. a fermentort fedő gáztároló kupola és levegő közötti hőveszteség.

A fenti három hőveszteségi forrás számítása során számos paramétert figyelembe kell venni, többek között a vasbeton talplemez szigetelésének vastagságát, a fermentor talajba süllyesztett részét, a talajvíz magasságát, a fermentor falának vastagságát, anyagát, a fal hőszigetelésének vastagságát, anyagát, borítását, a kupola anyagát, légmozgás (szél), de a napsütéses órák száma, ill. a fermentor kupolában lévő gázpuffer nagysága is meghatározó. Ezzel szemben áll, hogy az anaerob lebontási folyamat során hőenergia szabadul fel, valamint a fermentorban lévő keverő motorok is fűtőtestként funkcionálnak, tehát plusz hőenergia-forrást jelentenek. Ezért számos elméleti hőveszteség számítási modell összehasonlítása után (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2013; Gemmecke, 2009; Wellinger et al., 2013) arra a megállapításra jutottam, hogy a fermentorok lehetséges hőveszteségét nem számítom ki az előzőekben részletezett paraméterek felhasználásával, hanem minden modell üzem esetében egy átlagos képlettel számolok, amit más szakirodalmak is elfogadnak (Wellinger et al., 2013), ami a különböző alapanyagbázis esetén a következő értékekből tevődik össze:

1. a fermentációs hőmérséklet és a külső hőmérséklet különbségéből a bevitt alapanyag felfűtéséhez szükséges hőenergia mennyisége, valamint
2. a különböző méretű fermentorok térfogatból adódó átlagos hővesztesége.

**22. táblázat A vizsgált modell biogázüzemek éves hőenergia fogyasztása (MWh/év)**

	<b>Energiaigény fűtés (MWh/év)</b>
<b>BGA300 0%</b>	404,56
<b>BGA300 10%</b>	537,91
<b>BGA300 20%</b>	534,98
<b>BGA300 30%</b>	600,15
<b>BGA400 0%</b>	539,41
<b>BGA400 10%</b>	626,57
<b>BGA400 20%</b>	713,31
<b>BGA400 30%</b>	769,79
<b>BGA500 0%</b>	674,26
<b>BGA500 10%</b>	807,59
<b>BGA500 20%</b>	879,27
<b>BGA500 30%</b>	946,48
<b>BGA750 0%</b>	1.011,39
<b>BGA750 10%</b>	1.181,62
<b>BGA750 20%</b>	1.286,58
<b>BGA750 30%</b>	1.446,26

A 22. táblázat jól mutatja, hogy a növekvő alapanyag-mennyiség miatt a modellezett biogázüzemek hőenergia önfogyasztása is nagy mértékben növekszik. A biometán-termelést modellező számítások során a bevitt alapanyagok felfűtéséhez szükséges hőenergia nagysága elviekben azonos, mint amikor villamos energiát állítanak elő a megtermelt gázból. A különbség ebben az esetben az, hogy a biogáztisztítás során nem keletkezik akkora mennyiségű hulladékhő, hogy az a fermentorok állandó hőmérsékleten tartását fedezni tudja. A biogáztisztító berendezés hulladékhőjén felül egy biogázüzemű kazánban megtermelt hő fedezi a saját hőenergia-fogyasztást teljes egészében. A gázkazán hatásfoka 90% és a téli órák maximum hőenergia-fogyasztásra van méretezve. Ez a fajta önellátó rendszer természetesen alacsonyabb végtermék (biometán) kihozatali mennyiségekkel rendelkezik, mintha a villamos és hőenergia-fogyasztást külső forrásokból fedezné a biogázüzem.

### **3.2.4 Füstgázemisszió korrekciós tényező**

A életciklus-elemző program adatbázisában szereplő gázkazán modul füstgázemissziós értékeket nem tartalmazott, így azok a funkcionális egységre vonatkoztatva külön kerültek

meghatározásra. A kapott értékek a teljes életciklusra vetítve bekerültek a számításokba, így azok az egyes vizsgált hatáskategóriákban már szerepelnek. Ehhez szükséges meghatározni az éves emissziókat (23. táblázat).

23. táblázat A biogázkazán füstgázában található SO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub> és NO<sub>x</sub> mennyisége éves szinten (kg/év)

	Fűtés füstgáz SO <sub>x</sub> (kg/év) (100 ppm H <sub>2</sub> S)	Fűtés füstgáz NO <sub>x</sub> (kg/év)	Fűtés füstgáz CO <sub>2</sub> (kg/év)	Fűtés füstgáz CO (kg/év)
<b>BGA300 0%</b>	22,51	177,60	154.597	1,86
<b>BGA300 10%</b>	29,65	236,14	203.673	1,88
<b>BGA300 20%</b>	29,31	234,86	201.302	1,88
<b>BGA300 30%</b>	32,63	263,47	224.129	1,89
<b>BGA400 0%</b>	30,01	236,80	206.129	2,48
<b>BGA400 10%</b>	34,59	275,06	237.576	2,49
<b>BGA400 20%</b>	39,08	313,14	268.401	2,51
<b>BGA400 30%</b>	41,86	337,94	287.541	2,51
<b>BGA500 0%</b>	37,51	296,00	257.662	3,10
<b>BGA500 10%</b>	44,57	354,53	306.167	3,12
<b>BGA500 20%</b>	48,17	386,00	330.876	3,13
<b>BGA500 30%</b>	51,48	415,51	353.575	3,14
<b>BGA750 0%</b>	56,27	444,00	386.493	4,66
<b>BGA750 10%</b>	65,23	518,73	448.023	4,68
<b>BGA750 20%</b>	70,50	564,81	484.212	4,69
<b>BGA750 30%</b>	78,66	634,91	540.250	4,71

A gázkazán füstgázában található egyes károsanyagok határértékeit jogszabály határozza meg. Az NO<sub>x</sub> értéke max. 500 mg/m<sup>3</sup>, míg a CO esetében max. 650 mg/m<sup>3</sup>. Ezen emissziók éves értéke alacsony, az egyes hatáskategóriákban a funkcionális egységre vetítve nem meghatározóak, az életciklusleltár teljessége érdekében viszont fel kell sorolni ezeket a kibocsátásokat is.

### 3.2.5 CO<sub>2</sub> képződés a biogáz felhasználása során

Az LCA folyamatok feldolgozásakor a program nem számol a biogáz elégetése (gázkazánban történő hasznosítás) során keletkező, ill. a már a biogázban megtalálható CO<sub>2</sub> tényleges forrásával és mennyiségével. A forrás lehet trágya vagy energianövény.

Az életciklus elemzésekor szerves anyagok esetén nem kerül felszámításra azok égetése vagy anaerob fermentációja során a környezetbe juttatott szén-dioxid mennyisége, amennyiben azt kevesebb, mint 100 éves időtartam alatt kötötték meg a növények (Klöpffer and Grahl, 2009). Jelen dolgozat esetén a növénytermesztés szén-dioxid megkötése vagy emissziója nem kerül felhasználásra, mivel egynyári növények fermentációjával valósul meg a biogáztermelés. Annak

érdekében, hogy a lehető legpontosabb károsanyag-kibocsátási értéket kapjuk a funkcionális egységre vetített üvegházhatású gázok mennyiségét illetően, a termelt biogáz szén-dioxid és metán tartalmát meg kell határozni, majd a biogáztisztítás metánvesztéseit a számítási modellbe be kell venni. Habár a későbbiekben nem számolok a szerves anyagok CO<sub>2</sub> emisszióival, mivel azok rövid ciklusúak, az EN ISO 14044:2006 (International Organization for Standardization, 2006a) megköveteli, hogy ez a típusú szén-dioxid kiszámításra kerüljön, így azt a következőkben bemutatott módszerrel végeztem el.

### 3.2.5.1 CO<sub>2</sub> mennyiség a biogázban

Az egyes üzemek méretezése során kiszámításra kerül a termelt biogáz várható metántartalma. A biogáz második legnagyobb részarányban előforduló komponense a szén-dioxid. Mivel az egyéb anyagok (pl. H<sub>2</sub>S) csak ppm-es mennyiségben találhatóak meg a biogázban, a további számítások során feltételezzük, hogy a CO<sub>2</sub> térfogatszázalékos aránya a biogázban 100% - metántartalom v/v %-ban.

A szén-dioxid mol tömege 44 g/mol. A biogáz-hozamok a számításokban mindig normál m<sup>3</sup>-ben kerülnek megadásra, így a továbbiakban normál körülmények közötti paraméterekkel lehet számolni. 1 mol gáz térfogata normál körülmények között 0,0224 m<sup>3</sup>. Ez alapján az 1 Nm<sup>3</sup> biogázban lévő CO<sub>2</sub> tömege (g) a következő képlettel számítható ki:

$$\frac{1 \text{ Nm}^3 \times \left(1 - \left(\frac{\text{CH}_4 (v/v\%)}{100}\right)\right)}{0,0224 \frac{\text{Nm}^3}{\text{mol}}} \times 44 \text{ g/mol}$$

**5. egyenlet** Az 1 Nm<sup>3</sup> mennyiségű biogázban lévő CO<sub>2</sub> mennyiségének kiszámításához használt egyenlet

A különböző metántartalmú biogázok esetében az 1 Nm<sup>3</sup>-ben található szén-dioxid mennyisége változó, ennek megfelelően mindhárom vizsgált üzem esetében különböző korrekciós mennyiségekkel kell számolni.

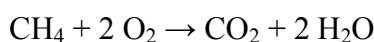
A 24. táblázat különböző metántartalom mellett mutatja meg, mekkora tömegű szén-dioxid jut a környezetbe bármilyen konverzió nélkül.

24. táblázat A biogáz CO<sub>2</sub> tartalma (g/Nm<sup>3</sup>) a metántartalom (%) függvényében (saját számítás)

Gázok tömege 1 Nm <sup>3</sup> biogázban (g)	Metántartalom (%)						
	50,0%	51,0%	52,2%	53,0%	54,0%	55,0%	56,0%
Metán	354,3	361,4	369,9	375,6	382,7	389,8	396,9
CO <sub>2</sub>	974,5	955,0	931,6	916,0	896,5	877,0	857,5
Összesen	1328,8	1316,4	1301,5	1291,6	1279,2	1266,8	1254,4

### 3.2.5.2 CO<sub>2</sub> képződés a biogáz elégetéséből

Az LCA készítése során a program továbbá nem számol a biogáz elégetése során a környezetbe kerülő szén-dioxid mennyiségével. A mintauzemek esetében az elméleti biogázhozamot számoló táblázat egy összesített energiatartalmat és biogáz éves termelési mennyiséget ad meg. 10 kWh energiatartalom megfelel 1 Nm<sup>3</sup> metán energiatartalmának. Az 1 Nm<sup>3</sup> metán mol mennyisége 44,64 mol/Nm<sup>3</sup>. Az 1 Nm<sup>3</sup> metán elégetéséből származó szén-dioxid mennyiségének kiszámításához a következő oxidációs folyamatot használhatjuk fel:



#### 6. egyenlet A metán oxidációjának (égetésének) egyenlete

Egy mol metán elégetéséből 1 mol szén-dioxid keletkezik, így az egy Nm<sup>3</sup> metán égése során mindösszesen 1,948 kg CO<sub>2</sub> képződik. Az 1 Nm<sup>3</sup> biogáz égetése során a keletkező CO<sub>2</sub> mennyisége egyenlő 44,64 mol gáz tömegével (metán és szén-dioxid mol mennyisége 1 Nm<sup>3</sup> kiindulási gázban, mivel 1 mol metán oxidációja során 1 mol szén-dioxid keletkezik). Így az 1 Nm<sup>3</sup> biogáz termikus felhasználása során keletkező CO<sub>2</sub> mennyisége pontosan 1948,9 g. Az egy év alatt keletkezett szén-dioxid mennyiségét így az egyes modellüzemek éves biogáztermelése alapján lehet kalkulálni, az előzőekben leírt módszer alapján.

A kétféle forrásból (biogáztisztítás és a biogáz elégetése) származó szerves eredetű szén-dioxid mennyisége a vizsgált üzemek esetén egyedileg kiszámolva került összesítésre (25. táblázat), a biometán-termelés életciklus-elemzése során. Ezek a mennyiségek rövid életciklusuk miatt nem kerülnek felhasználásra a funkcionális egységre vetített emissziók számítása során (International Organization for Standardization, 2006b; Klöpffer and Grahl, 2009).

25. táblázat A biometán-termelő üzemek CO<sub>2</sub> korrekciójának értékei éves szinten

	Fűtés füstgáz CO <sub>2</sub> (t/év)	Gáztisztítás CO <sub>2</sub> (t/év)	Trágyafelhasználás CO <sub>2</sub> megtakarítás (t/év)
<b>BGA300 0%</b>	155	2.292	0
<b>BGA300 10%</b>	204	2.270	227
<b>BGA300 20%</b>	201	2.255	451
<b>BGA300 30%</b>	224	2.236	671
<b>BGA400 0%</b>	206	3.056	0
<b>BGA400 10%</b>	238	3.031	303
<b>BGA400 20%</b>	268	3.006	601
<b>BGA400 30%</b>	288	2.983	895
<b>BGA500 0%</b>	258	3.820	0
<b>BGA500 10%</b>	306	3.788	379
<b>BGA500 20%</b>	331	3.758	752
<b>BGA500 30%</b>	354	3.729	1.119
<b>BGA750 0%</b>	386	5.730	0
<b>BGA750 10%</b>	448	5.683	568
<b>BGA750 20%</b>	484	5.638	1.128
<b>BGA750 30%</b>	540	5.593	1.678

### 3.3 Gazdaságossági vizsgálatok

#### 3.3.1 Belső megtérülési ráta

A belső megtérülési ráta (BMR, vagy IRR – internal rate of return), az a kamat ( $r$ ), ami mellett egy adott beruházás évenkénti bontásban szereplő pénzáramai ( $C_n$ ) – negatív vagy pozitív pénzáram – jelenértékre diszkontálva nullát adnak ki (7. egyenlet). A képlet további elemei: NPV (nettó jelenérték),  $N$  (a pénzáramok összesített periódusainak a száma),  $n$  (évek száma) (Lang and Merino, 1993).

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+r)^n} = 0$$

7. egyenlet A belső megtérülési ráta számításának módja (Lang and Merino, 1993)

Több lehetséges beruházási terv esetén azt a változatot érdemes megvalósításra kiválasztani, ami a legnagyobb belső megtérülési rátát adja. A belső megtérülési rátának nagyobbak kell lennie, mint a beruházástól elvárt kamatlábnak, azért, hogy a nettó jelenérték

számítás során pozitív értéket kapjunk. Ellenkező esetben a beruházás rosszabb megtérülési mutatókkal rendelkezik, mint egy lehetséges alternatív befektetés.

### 3.3.2 Nettó jelenérték kamatlába

A nettó jelenérték számítása során a vizsgált időszak cashflow-jának leszámítolásához meg kell adni azt a kamatlábat, amivel a jelenértékre történő számítást el akarjuk végezni. Többféle módja van a lehetséges kamatláb megadásának. Egyik lehetőség egy feltételezett inflációs kamatláb használata, amivel a pénzromlás (vásárlóérték-csökkenés) nagyságát adjuk meg. Mivel a legtöbb ország érdeke, hogy a pénzromlás ütemét alacsony szinten tartsa, így az alacsony inflációs kamatlábbal történő leszámítolás során nagyon magas nettó jelenértéket kaphatunk, ami a beruházás túlzottan pozitív elbírálásához járulhat. További lehetőség, hogy ez a diszkontálási kamatláb megegyezik a jegybanki alapkamat mértékével. Ez a módszer abban az esetben ad használhatatlan eredményt, ha a jegybanki alapkamat negatív, vagy más alternatív befektetési formák esetén nagyobb kamatlábbal számolhatunk (pl. bankbetét, államkötvény vásárlása). Egy lehetséges módszer még, hogy a beruházás megvalósításához felvett hitel kamatának nagyságával egyenlő a jelenérték-számítás kamatlába. Nagyon magas hitel kamatláb esetén érdemes ezt a lehetőséget megvizsgálni. Széles körben elterjedt megoldás, hogy az adott beruházás veszélyességét beárazzák egy magasabb kamattal, amivel a nettó jelenérték számítást aztán elvégzik. Ez a kamatláb meghatározható más, piaci beruházásokból származó lehetséges alternatív jövedelmek nagyságából is. Az Egyesült Államokban ezt a kamatfelárat a S&P500 index éves növekedési mértékéhez igazítják (Park, 2007), mivel ez mutatja meg legjobban, hogy a normál gazdaságban milyen megtérülési mutatókkal számolhatunk. Ennek a típusú kamatfelárnak az angol elnevezése a minimum acceptable rate of return (MARR). A beruházások jelenértékének kiszámításához szükséges kamat meghatározására továbbá azért is a S&P500 index növekedési mutatója a legjobb viszonyszám, mivel ennek az indexnek a fejlődésébe bármely beruházó, aki létre akar hozni egy új termelőkapacitást, alternatívaként a pénzét befektetheti. A projektnek ezzel egyező vagy nagyobb mértékű jövedelmet kell éves szinten generálnia, hogy megérje vele foglalkozni. Az MARR értékét természetesen egyéni preferencia alapján is meg lehet határozni, de érdemes a már előzőleg bemutatott tőzsdeindexhez kapcsolni (Lang and Merino, 1993). A S&P500 index átlagos éves növekedése 20 éves időtávon átlagosan 11,92%, míg a Budapesti Értéktőzsde (BÉT) adatai alapján az elmúlt 18 évre 10,8% (saját számítás). A leszámítolási kamatláb meghatározásának egy további módszere az átlagos tőkeköltés (weighted average cost of capital, vagy WACC) módszere, amit külön részletezek még.

A gazdaságossági számítások érzékenységi vizsgálatainak során számos különböző leszámítolási kamatlábal határozom meg a biometán lehetséges minimális árát. Ezek közül az egyik a 74/2009. (XII. 7.) KHEM rendelet 4. melléklet 1.1.4.1. pontja szerinti reál hozamtényező (8,78%), ami a földgáz elosztóhálózati engedélyesek költségmeghatározása során is alkalmazásra kerül a MEKH által. A magyar viszonyokhoz való alkalmazkodás érdekében a BÉT növekedési értéke helyett a MEKH által javasolt értéket (Damodaran, 2015c) vettem figyelembe, ezen felül az átlagos tőkeköltség módszertanát követve különböző kamatlábak kerülnek kiszámításra a beruházási támogatással vagy a nélkül megvalósított beruházások esetén.

### 3.3.3 Átlagos tőkeköltség (WACC)

Az átlagos tőkeköltség vagy WACC mutatószámot elsősorban tőzsdén kereskedett cégek esetében használják annak meghatározása érdekében, hogy a cég által megvalósítani tervezett beruházásnak milyen megtérülési mutatókkal kell rendelkeznie a tőkeköltségek fedezése érdekében. Az átlagos tőkeköltség-mutatót az 1950-es években hozta létre Modigliani és Miller (Modigliani and Miller, 1958). Ezt a mutatót a későbbiekben ők és mások is továbbfejlesztették (Miles and Ezzell, 1980). A doktori munkám során az átlagos tőkeköltség továbbfejlesztett, ún. súlyozott átlagos tőkeköltség változatát (adjusted WACC) használom majd (8. egyenlet), az egyszerűség kedvéért a WACC rövidítést használva, ugyanis ez az elnevezés terjedt el széles körben.

A WACC magába foglalja a saját tőke (önerő) és a hitel kamatköltségeit. Természetesen a hitel különböző forrásokból származhat, így pl. értékpapírokból vagy banki hitelekből is. Munkám során a hitel minden esetben banki hitelt jelent, tehát nem tőzsdén forgalmazott cégek tőkeköltségeit fogom számításba venni.

A WACC számítása során alkalmazott képlet a következő (Joos-Sachse, 2014):

$$WACC = [r_s + (r_m - r_s) \times \beta] \times \frac{EK}{GK} + k_{FK} \times (1 - s) \times \frac{FK}{GK}$$

**8. egyenlet**      **Az átlagos tőkeköltség számításának módja (Joos-Sachse, 2014)**

- $r_s$ : becsült kockázatmentes nominális hozam
- $r_m$ : pénzpiacok tőkejövedelme, hozama
- $\beta$ : iparági béta
- $k_{FK}$ : banki hitel kamatlába
- EK: saját tőke vagy önerő nagysága



- FK: hitel nagysága
- GK: összes tőke nagysága
- s: a társaság marginális adókulcsa

Az  $r_s$ , vagyis a becsült kockázatmentes nominális hozam definíciója szerint a kockázatmentes államkötvények hozamával egyezik meg (Brooks and Mukherjee, 2013). Az MEKH által a megújuló energiaforrásból termelt villamos energia kötelező átvételi időtartamának meghatározására kiadott módszertani útmutató alapján (Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal, 2012) ez az érték a magyar államkötvények hozamával egyenlő. A kockázatmentes államkötvények AAA besorolású kötvényeket jelentenek (Brooks and Mukherjee, 2013), ide tartoznak Európából Ausztria, vagy Németország államkötvényei (Damodaran, 2015c). A WACC értékének meghatározása során a Németországhoz hozzárendelt értékkel számolok, ami 0%, Magyarország esetén ez az érték 2,63% lenne (Damodaran, 2015c). Összehasonlításképpen, a közkezen forgó 15 éves állampapírok aktuális hozama Németország esetében 0,5% volt (Deutsche Bundesbank, 2015), míg a magyar állampapíroké 1,63% (Magyar Államkincstár, 2015).

Az  $r_m$ , vagyis a pénzpiacok tőkejövedelme, hozama többféle módszerrel meghatározható. Ahogyan azt már a nettó jelenérték kamatlábának meghatározása során kifejtettem, ez az érték lehet a budapesti értéktőzsde indexének változásából levezetett százalékos érték, de ugyanígy számítható a S&P500-as indexből is. Az MEKH mutatója alapján az ún. ERP (Equity Risk Premium) értékből (Damodaran, 2015c) lehet levezetni, ami 2015 júliusában a globális piacokon 5,81% volt, így a számításaim során is ezzel az értékkel fogok számolni. Az  $r_m$  hosszútávon 5-6% között szokott mozogni (Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal, 2012).

A  $\beta$ , vagyis az iparági béta azt mutatja meg, hogy az adott iparág a teljes piaci értékmozgásokat mennyire követi (Brooks and Mukherjee, 2013). Amennyiben a beruházást végrehajtó vállalkozás tőzsdén jegyzett, a  $\beta$  érték a közkezen forgó részvények árából könnyedén levezethető. Mivel jelen dolgozatomban kitalált beruházók által megvalósítani kívánt projektekről van szó, a béta értéket tőzsdén forgó, hasonló beruházásokkal foglalkozó cégek árfolyamváltozásaiból kell meghatározni (Brooks and Mukherjee, 2013; Joos-Sachse, 2014; Miles and Ezzell, 1980). Az iparági béta legjobb forrása ismételt Damodaran, akinek gyűjtéséből adódóan az európai piac megújuló energiaforrásokkal (Green & Renewable Energy) foglalkozó cégeinek iparági bétája 1,18. (Damodaran, 2015b). Ez az érték nem kimagaslóan rossz, mégis azt mutatja, hogy a megújuló energiaforrásokban érdekelt cégek árfolyamváltozása nagyobb, mint a tőzsdeindexé, tehát kockázatosabb beruházásokról van szó. Az MEKH mutatója

ennél jóval alacsonyabb értékekkel számol (0,68), ami megítélésem szerint nem helyénvaló a biogázipari beruházások esetén, mivel éves szinten az egyik legnagyobb költséghányadot meghatározó elem mezőgazdasági termelésből származik, amely az éghajlati körülményektől nagy mértékben függ. Ez a magasabb iparági béta magasabb tőkeköltséget fog eredményezni.

A banki hitel kamatlába a későbbiekben kerül részletezésre, a mértéke 5,038%.

Az EK (saját tőke vagy önerő nagysága), az FK (hitel nagysága) és a GK (összes tőke nagysága) a projekt megvalósításához szükséges tőke összesített nagyságát mutatja. Abban az esetben, ha a beruházás vissza nem térítendő támogatásban részesül, az összes tőkébe ez az összeg nem számít bele. Az önerő és bankhitel egymáshoz viszonyított aránya a beruházási támogatott, illetve nem támogatott üzemek esetében teljesen más, így a számítások alapjául szolgáló WACC értékek is el fognak térni egymástól.

Az  $s$ , vagyis a társaság marginális adókulcsa értékre azért van szükség, mert a kamatok társasági adóalap-csökkentő funkciójuk miatt nem jelennek meg teljes egészében mint tényleges tőkeköltség. A magyarországi beruházások során alkalmazott  $s$  érték nagysága 19% (Damodaran, 2015a).

Miután az összes, az átlagos tőkeköltség meghatározásához szükséges paraméter rendelkezésre áll, a WACC értéket két különböző beruházás megvalósítási scenárióra határozom meg (26. táblázat). Az egyik, amikor a beruházás vissza nem térítendő támogatásban részesül, ill. a második változat esetében csak önerő és bankhitel vesz részt a beruházás finanszírozásában. Az első változat esetében 10%-os önerő mellett 40%-os bankhitel és 50% vissza nem térítendő támogatás adja a teljes beruházás megvalósításához szükséges pénzmennyiséget. A második változatban 30%-os önerő mellett 70%-os bankhitellel számolok. Ez egyezik a MEKH által megadott paraméterekkel is (Magyar Energetikai és Közműszabályozási Hivatal, 2012). Számos beruházási módozat végigszámolása után arra a következtetésre jutottam, hogy a 30%-os önerő nagyság a beruházási támogatás nélküli projektek esetében már az első évtől kezdve biztosít minimális negatív cash-flowt. Ez azért fontos, mert a számítások során nehezen lehet kezelni azon változatokat, ahol az éves pénzáramok a hiteltörlesztés időszakában csak és kizárólag negatív értékeket mutatnak (az adott évben veszteséges a termelés).

26. táblázat A gazdaságossági számítások alapjául szolgáló súlyozott WACC értéke (saját számítás)

	Támogatás nélküli WACC	WACC támogatással
$r_m$ (pénzpiacok tőkejövedelme)	5,81%	5,81%
$r_s$ (becsült kockázatmentes nominális hozam)	0,00%	0,00%
$\beta$ (iparági béta)	1,18	1,18
Önerő – hitel aránya	30%	20%
s (marginális adókulcs)	19%	19%
$k_{FK}$ (banki hitel kamatlába)	5,038%	5,038%
WACC önerő	2,06%	1,37%
WACC hitel	2,86%	3,26%
WACC (súlyozott átlag)	4,91%	4,64%

A WACC saját számítások alapján alacsonyabb értékeket hozott (4,91%, ill. 4,64%), mint az MEKH által közreadott 9,94%-os WACC érték (Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal, 2012). Továbbá ez a leszámítolási kamatláb még mindig alacsonyabb, mint a 74/2009. (XII. 7.) KHEM rendelet 4. melléklet 1.1.4.1. pontja szerinti reál hozamtényező (8,78%), amivel számos államilag támogatott vagy felügyelt beruházás, szolgáltatás megtérülési rátáját számolják. A későbbi gazdaságossági számítások során az általam számított alacsonyabb diszkont kamatlábak (WACC érték) alacsonyabb végtermék, biometán árat fognak jelenteni.

### 3.3.4 Nettó jelenérték számítása

A lehetséges beruházások további gazdaságossági vizsgálatának mérőszáma a nettó jelenérték (NPV, net present value) kiszámításával és összehasonlításával lehetséges. Ahogyan az a nettó jelenérték kamatlábjának meghatározásáról szóló részben leírásra került, a nettó jelenérték számítása során egy fontos paraméter a diszkontálási kamatláb (Lang and Merino, 1993). A nettó jelenérték számításának módszerét a 9. egyenlet írja le. A képletben a következő paraméterek találhatóak meg:  $i$  (nettó jelenérték diszkontálási kamatlába),  $N$  (cashflow periódusok összes száma),  $R_t$  (adott év cashflow értéke),  $t$  (évek száma).

$$NPV(i, N) = \sum_{t=0}^N \frac{R_t}{(1+i)^t}$$

9. egyenlet A nettó jelenérték (NPV) kiszámításának módja (Lang and Merino, 1993)

A gazdaságossági számítások során használt  $i$  érték a WACC értékkel lesz egyenlő. Az MEKH számítási metodológiájával (Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal, 2012)

ellentétben nem használok maradványértéket, mivel az általam használt 20 éves beruházás vizsgálati időtartam alatt a 17. évre az építményjellegű beruházási részek is teljesen leírásra kerülnek.

### **3.3.5 A gazdaságossági vizsgálat alapadatai**

#### **3.3.5.1 Értékcsökkenés**

A magyarországi jogszabályoknak (1996. évi LXXXI. törvény) való megfelelés érdekében a gazdaságossági vizsgálatban szereplő modell biogázüzemek fő egységei részekre lettek bontva. Az adott részek beruházási költségeit két nagy csoportba soroltam az 1996. évi LXXXI. törvény 2. sz. melléklete szerinti értékcsökkenési kulcsok szerint (1996. LXXXI. tv.).

Az egyik az építményjellegű részek, pl. monolit vasbeton tartályok, aknák, stb., melyek éves értékcsökkenési mértéke 6% (Idegen/bérelt ingatlanon végzett beruházás). A másik nagy csoportba a beruházás gépészeti jellegű részegységei kerültek, pl. szivattyúk, keverők, fűvók, gázmotor, stb. Ennek a csoportnak az éves értékcsökkenési kulcsa 14,5% (gépek, berendezések, egyéb tárgyi eszközök). Mindkét értékcsökkenési leírási kulcs közel azonos időtartamot ölel fel, mint amennyi ideig az adott beruházási egység használatban lesz. Így az építményjellegű részegységek, habár több, mint 20 évig használhatóak maradnak, az értékcsökkenési kulcs szerinti 17 év, nem torzítja a gazdaságossági számításokat. A gépek esetén alkalmazott 7 éves leírási időszak is jól közelíti a tapasztalatok alapján a lehetséges maximális használati időt.

#### **3.3.5.2 Banki hitel, önerő, beruházási támogatás**

A gazdaságossági vizsgálatok megkezdése előtt szükséges rögzíteni a feltételezett beruházások (biogázüzem-építés) finanszírozásának keretfeltételeit is. Ezek közül három fontos paraméter az önerő nagysága, a banki hitel mértéke, és a beruházási támogatás megléte, ill. részaránya a teljes beruházási összegben belül.

A doktori munka írása idején nem állt rendelkezésre a 2015-2022-es időszakban felhasználható Európai Unió támogatások, ezen belül is a megújuló energiaforrások elterjedésének ösztönzésére fordítható keret és támogatási intenzitás nagysága. Az elmúlt közel 10 év tapasztalatai alapján a maximális támogatási intenzitást 50%-nak vettem.

Az önerő része a teljes beruházási összegnek a 10%-a lesz. Ennél magasabb érték annyiban torzítja a gazdaságossági számítások eredményét, hogy a hitel kamatfizetési terhei a teljes futamidő alatt magasabbak, mint az önerő használatáért fizetendő kamat (WACC önerő:

2,06% ill. 1,37%), melyek értéke a számítások során még így is alacsonyabb mint 2,1%, amennyi a Magyar Nemzeti Bank által meghatározott jegybanki alapkamat 2014-ben volt.

A hitel nagysága beruházási támogatással készített számítások esetén 40%. A hitel futamideje 15 év (180 hónap), a kamat mértéke 0,038% (3 havi EURIBOR) + 1,5% refinanszírozási kamatláb + 3,5% kamatfelár (maximális érték), a Magyar Fejlesztési Bank Vállalkozásfinanszírozási Program 2020 keretein belül megadott feltételei szerint (Magyar Fejlesztési Bank, 2015). A hitel nagysága beruházási támogatás nélküli számítások esetén 70%. Ez az aránypár (30% önerő, 70% hitel) számos érzékenységi vizsgálat elvégzése után megmutatta, hogy habár a nettó jelenérték számítás változó leszámítolási kamatláb mellett nullára jött ki, a beruházás első 7-8 évében alacsonyabb önerő esetén (<25%) az éves cashflow mindig negatív volt. Ez azt jelenti, hogy a beruházások első pár évében csak és kizárólag negatív pénzáramok jelentek meg, tehát a beruházás majdnem a vizsgált befektetési időtartam feléig csak veszteséget termelt. Ezen az sem változtatott, hogy a legnagyobb éves költséget jelentő alapanyagbeszerzési árat 10 000 HUF/t értékről 5 000 HUF/t értékre csökkentettem.

A 15 éves futamidő elsődlegesen a gépek, berendezések értékcsökkenési idejéhez közel lett megválasztva, annak érdekében, hogy a cashflow alapú számításokban az adóalap-csökkentő tételek közelítsenek a banki hiteltörlesztés mértékéhez.

Az MS Excel-ben létrehozott számítási modell lehetővé teszi ugyanazon beruházás többféle paraméter megváltoztatásával történő gazdaságossági számítást is. Ez a fajta kialakítása a számoló programnak a jövőbeli döntéshozatalban (pl. környezetpolitika) való felhasználhatóságát javítja.

### **3.3.5.3 Infláció**

Az infláció mértéke a számítások során 3% (Magyar Nemzeti Bank, 2015; Nemzetgazdasági Minisztérium, 2014). Ez az érték a Magyar Nemzeti Bank célértéke. Az infláció mértékének meghatározása jelen számítások esetében azért fontos, mert az energiaárak (földgázár), ill. az alapanyagárak éves változásának mértéke a feltételezett inflációs mértékkel egyezik meg. A földgáz árának változása nehezen kalkulálható, mert számos nemzetközi szinten zajló folyamat határozza meg (szerződések, kőolajár, valutaárfolyam, stb.), de a számításokból a földgáz árának változását nem lehet kihagyni. Ugyanez igaz az alapanyagár esetében, mivel ennek a terméknek is az ára a nemzetközi agrár termékek értékesítési (tőzsdei) áratól függ.

Az üzemeltetés során felmerülő egyéb kiadások éves növekedésének mértékét már nem az inflációhoz kötöttem, annál alacsonyabb, 1%-os növekedést feltételeztem. Ebbe a

növekedésbe tartozik az üzemvitelhez szükséges összes kiadás, ami magába foglalja a személyi, eszköz- és szolgáltatásjellegű kiadásokat is.

### 3.3.6 Energiaértékesítés árbevétele

A biometántermelő-üzemek gazdaságossági vizsgálata során az energiaértékesítés árbevétele a modellezett felvevői körtől függ. Ennek megfelelően többféle értékesítési árral is el kellett végezni a számításokat. A legegyszerűbb az ún. egyetemes szolgáltatásban részt vevő lakossági,  $20 \text{ m}^3/\text{h}$ -nál kisebb fogyasztók esetén alkalmazott földgázár alkalmazása, valamint az ugyanekkora mérőberendezéssel rendelkező nem lakossági fogyasztók esetében fizetendő ár, amit a 2008. évi XL. törvény, ill. annak a végrehajtásáról szóló 28/2009. (VI. 25.) KHEM rendelet a földgázpiaci egyetemes szolgáltatáshoz kapcsolódó árszabások megállapításáról szabályoz. A végrehajtási rendelet az éves gázfogyasztás alapján a fogyasztói helyeket két részre osztja, ezek az I. és II. árkategória, ahol a választóvonalat a  $41040 \text{ MJ}/\text{év}$  energiafogyasztás jelenti. Az alap számítások során a II. árkategória fogyasztói árai lettek figyelembe véve. Ennek oka, hogy saját számításaim alapján a legtöbb lakossági fogyasztó ezen kategóriába kerül éves átlagos fogyasztása alapján (Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal, 2015b). Érdeemes még megemlíteni, hogy az árak központilag, a Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal (MEKH) által, elosztói területenként kerülnek meghatározásra. Az általam használt földgáz fogyasztói árak a Égáz-Dégáz Földgázelosztó Zrt. szolgáltatási területén érvényesek.

27. táblázat Az egyetemes szolgáltatás keretén belüli földgáz fogyasztói árak (Ft/MJ, nettó), 2015-ben az Égáz-Dégáz Földgázelosztó Zrt. területén

Fogyasztói ár (Ft/MJ) nettó	I. árkategória	II. árkategória
< $20 \text{ m}^3/\text{h}$ lakossági felhasználók	2,295	2,57
< $20 \text{ m}^3/\text{h}$ nem lakossági felhasználók	3,009	3,376

A számítások során feltételezem, hogy az energiaértékesítésen felül a szállítói hálózat használatának kieséséből származó költség megtakarítást az elosztói engedélyes (pl. Égáz-Dégáz Földgázelosztó Zrt.) a biometán-termelő részére adja át. A szállítási forgalmi díjat az MEKH 1/2013. (VII. 11.) rendelete szabályozza, ez az érték  $33,99 \text{ Ft}/\text{GJ}$  (Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal, 2015c). Ezt a díjat Németországban a termelő kapja meg, mivel a fogyasztókhoz eljuttatott földgázt az elosztói engedélyesnek nem kell a szállító hálózattól beszereznie (Beil et al., 2012; Sachar, 2012). A magyarországi földgázhálózat szerkezete hasonló felépítésű, mint a német földgázhálózaté. A hazai termelésű, vagy import gázt a szállítói

engedélyes juttatja el a nagynyomású gázhálózaton (63 bar) keresztül a gázátadó állomásokig, ahonnan az elosztói engedélyes már csökkentett nyomáson a fogyasztókig továbbítja a földgázt (FGSZ Zrt., 2015b).

### 3.3.6.1 Lakossági földgázár komponensek

Az egyetemes szolgáltatás keretein belül a MEKH negyedéves rendszerességgel határozza meg a földgáz nagykereskedő, elosztói hálózatüzemeltető és kereskedő által felszámolható, a lakossági földgázárban megjelenő költségelemeket (Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal, 2015a). Ezen költségek elosztói területenként változnak (28. táblázat). Az elosztói hálózat földrajzi elhelyezkedésétől független költségelemek a végfelhasználói árban az energiaadó, a tagi hozzájárulási költség és az általános forgalmi adó.

**28. táblázat** Lakossági földgázár komponensek az Égáz-Dégáz Földgázelosztó Zrt. szolgáltatási területén (saját gyűjtés)

Költségelem	Jogszabály alapján	Ft/MJ
Földgáz ára	negyedévente változó	
Nagykereskedői árrés	0,033 Ft/MJ	0,033
Rendszerhasználati díjak közül		
Szállítási díj	0,322 Ft/MJ	0,322
Betárolási díj	38,02 Ft/GJ	0,03802
Kitárolási díj	5,92 Ft/GJ	0,00592
Mobilgáz-finanszírozási költség	0,015 Ft/MJ	0,015
Elosztás forgalmi díja	105,78 Ft/GJ	0,10578
Egyetemes szolgáltatói árrés	106,7 Ft/GJ	0,1067
Tagi hozzájárulás mértéke	60,50 Ft/GJ	0,0605
Energiaadó	88,50 Ft/GJ	0,0885

A jogszabályi költségelőírások alapján az elosztóhálózati engedélyes megközelítőleg 0,62642 Ft/MJ költséget számolhat el az egyetemes szolgáltatás keretén belül a földgáz hatósági árában. Ennek az értéknek a későbbiekben lesz fontos szerepe, mivel ezen érték ismeretében egy lehetséges fogyasztói biometánárat lehet meghatározni.

A „19/2010. (XII. 3.) NFM rendelet az egyetemes szolgáltatók részére vételre felajánlott földgázforrás és a hazai termelésű földgáz mennyiségéről és áráról, valamint az igénybevételre jogosultak és kötelezettek köréről” adatai alapján kalkulálható, hogy a MEKH által az egyes elosztói engedélyesek részére allokált földgázmennyiségek és árak alapján mekkora lehet a lakossági földgáz ára 1 MJ/Ft értékben kifejezve.

**29. táblázat** Az Égáz-Dégáz Földgázelosztó Zrt. részére allokált földgázmennyiség és ár a 2015. évi első negyedévben a 19/2010. (XII. 3.) NFM rendelet alapján

	<b>TJ/negyedév</b>	<b>Ft/MJ</b>
Külföldi forrásból	674	2,28272
Belföld kitermelésből	1.700	0,907
Tárolt földgáz	6.323	1,846
Összesen	8.697	-

A 29. táblázat alapján a lakossági földgáz ára az Égáz-Dégáz Földgázelosztó Zrt. szolgáltatási területén 1,696 Ft/MJ. Amennyiben az elosztóhálózati engedélyes megközelítőleg 0,62642 Ft/MJ költséget számolhat el 2015. év első negyedévében a lakossági földgázárképzés során, akkor a földgáz ára 2,32242 Ft/MJ érték körül alakulhat. Ez az érték nagyságrendileg egyezik a jogszabályban meghatározott I. árkategória 2,295 Ft/MJ értékével, így a 0,62642 Ft/MJ számított költséghányad a földgáz árán felül használható a későbbi számítások során egy lehetséges lakossági biometánár meghatározásához.

### **3.3.7 Egyéb paraméterek**

Az üzemeltetés során felmerülő költségek meghatározása során a saját gyűjtésre, ill. szakirodalmi adatokra támaszkodtam (Beil et al., 2012; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2013).

#### **3.3.7.1 Alapanyagár**

A mezőgazdasági termelésből származó alapanyagok esetén különböző alapanyagárak figyelembevételével készült érzékenységi vizsgálat. Alapesetben 10.000 Ft/t áron kerül meghatározásra a lehetséges biometánár, valamint 5.000 és 7.500 Ft/t ár mellett is kiszámításra kerül a biometán-termelés önköltségi ár.

A sertés hígtrágya 300 Ft/t áron kerül felszámításra, míg a szarvasmarha almos trágya 600 Ft/t áron. Ezek az árak nem a lehetséges energiatartalomból származó bevételeket számszerűsítik, hanem a szivattyúzási, valamint a rakodási költségeket tartalmazzák.

#### **3.3.7.2 Bérjellegű kiadások**

Az éves bérjellegű kiadások 3 alkalmazott 350.000 Ft/hó/fő, ill. 1 fő üzemvezető 450.000 Ft/hó költségen kerülnek felszámításra. A bérjellegű költség a munkaadó terheit is magában foglalja már.



### 3.3.7.3 Általános üzemviteli költségek

Éves szinten 200.000 Ft-os banki kiadásokkal számolok. Telefon és egyéb telekommunikációs kiadások (internet) 250.000 Ft/év. 200.000 Ft/év gépjármű költség. Laborvizsgálat: 550.000 Ft/év. Egyéb költségek: biztosítási díj, ill. a fenti költségek túllépése esetén azok fedezésére rendelkezésre álló keret, 1,5 m Ft. Ezek a költségek egy ekkora üzem esetén elfogadhatóak.

**30. táblázat** A gazdaságossági vizsgálatok során felhasznált legfontosabb általános jellegű éves kiadások összesítése

<b>Költségnem</b>	<b>Ft/év</b>
Banki kiadások	200.000
Telkommunikációs kiadások	250.000
Gépjármű költsége	200.000
Laborvizsgálat	550.000
Egyéb költségek (biztosítás, nem várt kiadások)	1.500.000
Karbantartás gép	4.500.000
Karbantartás építmények	1.500.000
Karbantartás gáztisztító	6.000.000
Személyi jellegű kiadások	13.000.000

### 3.3.7.4 Karbantartási költségek

A normál üzemvitel mellett a kopó alkatrészek, vagy nem garanciális jellegű kiadások fedezésére a rendelkezésre álló költségkeret. Gépek (fermentációs szakasz) esetén a gépi jellegű beruházási költségek 4%-a éves szinten, építményjellegű elemekre az építménytípusú beruházási költségek 2%-a éves szinten (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2013). A gáztisztító berendezésre 5,5 HUF/Nm<sup>3</sup> biometán (Malmberg GmbH által megadott érték) általános karbantartási költséggel számoltam. Az üzemeltetés villamosenergia-igényének fedezésére 31,44 Ft/kWh (nettó) beszerzési árral számoltam, az EDF DÉMÁSZ Zrt. Egyetemes szolgáltatói üzletszabályzata alapján (EDF DÉMÁSZ Zrt., 2015).

### 3.3.8 A gazdaságossági számítás menete

A gazdaságossági számítások első lépcsőjében egy EBIT és EBITDA alapú cashflow számítási táblázatot hoztam létre MS Excel-ben. Ezen számoló táblázatok számos más alapadathoz nyúlnak vissza ugyanazon a file-on belül.

A számoló táblázat rendelkezik ún. alapadatok bevitelére szolgáló résszel, ezek azon adatokat tartalmazzák, melyek az összes vizsgált biometántermelő üzem esetében azonos

nagyságúak. Ide tartoznak a bérjellegű kiadások (3.3.7.2 fejezet), az alapanyagköltségek (3.3.7.1 fejezet) és a villamos energia beszerzési ára. Ezen költségelemek változtatásával az összes vizsgált lehetőség (48 változat vizsgálatonként) esetén automatikusan megváltoznak az adatok a számoló táblákban.

A biometán önköltségi ár számítása során összesen négy különböző éves biometántermelő kapacitás, kapacitásonként további 4 különböző alapanyag-összetétel arányú üzemtípus került kialakításra. Minden egyes modellüzem esetében meg kell határozni a beruházási költségeket. Mivel 16 különböző üzemtípust hasonlítok össze, a beruházási költségek meghatározása érdekében egy alapadatbeviteli táblát hoztam létre, melyben egy legördülő menüből lehet kiválasztani az adott üzem megvalósításához szükséges részegységeket. Ezen részegységek közé tartozik több nagy kategória, különböző számú választható részegységgel:

- Előkeverő tartály
- Alapanyag-adagoló
- Fermentor
- Utófermentor
- Lebontási maradék tároló
- Gázmotor
- Gázkazán
- Gáztisztító
- Szivattyúállomás
- Vezérlő épület
- Szeparátorállomás
- Kapcsolószekrények
- Kábelezés
- Csövezés

Minden egyes részegységhez hozzárendeltem egy beruházási költséget, ami magyarországi megvalósítás esetén reális ár lehet (Első Magyar Biogáz Kft., 2013). Az Excel SZORZATÖSSZEG és SZUMHATÓBB funkcióinak alkalmazásával egy külön lapon szereplő, az egyes részegységekhez tartozó beruházási árakból kerül leválogatásra, majd összesítésre az adott üzem beruházási költsége. Ennek a funkciónak köszönhetően, ha az egyik komponens ára megváltozik, akkor a gazdaságossági számításokban már ez a módosított érték jelenik meg a későbbiekben.

A biogázüzemek éves villamos energia fogyasztásának számításához két különböző részt alakítottam ki a számolótáblázatban. Az egyik a felhasznált alapanyag mennyiségétől függő rész (pl. alapanyag-bevitel és szivattyúzás), a másik a tisztított biogáz mennyiségétől függ, míg a végterméklebontási maradék szeparáció szintén alapanyag-felhasználástól függő értékeket generál. A fixen meghatározott villamosenergia-fogyasztásokat az egyes főbb részegységekhez

rendeltem hozzá, majd az Excel SZORZATÖSSZEG és SZUMHATÖBB funkcióinak alkalmazásával egy külön lapon szereplő, az egyes részegységekhez tartozó napi villamosenergia-fogyasztási értékekből kerül leválogatásra, majd összesítésre az adott üzem napi fogyasztása. A többféle villamosenergia-fogyasztási érték éves szinten összesítésre kerül, majd minden egyes üzem egyedi fogyasztása felhasználásra kerül a villamosenergia-költségek meghatározása részben.

Az éves alapanyagköltségek kialakítása elsődlegesen a biogáztisztító berendezés 8000 üzemórás 100%-os kihasználásához szükséges biogáztermeléshez felhasználásra kerülő alapanyag-mennyiségekből jön össze. Minden egyes üzemtípushoz különböző éves alapanyag-mennyiségek tartoznak. Ezeknél az energianövények és a trágyák költségei külön-külön kerülnek meghatározásra, minden üzemnek mások az éves alapanyagköltségei. Az alapanyagköltségek is bekerülnek az cashflow számítási táblázatba.

Minden egyes üzem esetében meghatározásra kerül az értékesíthető biometán mennyisége fűtőértékben számolva.

A cashflow számításokban az MS Excel BMR és NPV funkcióit használva megtörténik a 20 éves vizsgált időtartamra a gazdaságossági számítás. Egy VBA szkript és az MS Excel Solver funkcióinak alkalmazásával kiszámításra kerül, hogy adott leszámítolási kamatláb mellett (WACC érték) mekkora HUF/MJ önköltségi ár esetén lesz az adott beruházás nettó jelenértéke 0 HUF. Minden egyes üzemtípusnál 5000, 7500 és 10 000 HUF/t energianövény-ár mellett számítja ki a program az önköltségi árat.

A gazdaságossági számításokat három különböző leszámítolási kamatlábbal végzem el, ezek a következők: 4,91% (beruházási támogatás nélküli megvalósulás), 4,64% (beruházási támogatással történő megvalósulás), és 8,78% (beruházási támogatás nélküli és beruházási támogatással megvalósuló beruházás).

A számítások végén mindösszesen 192 féle gazdaságossági számításból lehet majd kialakítani a biometánárát, ill. lehet következtetéseket levonni a biometánár alakulásával kapcsolatosan.

A gazdaságossági számoló táblázatok a doktori munka mellékletében lévő CD-n megtekinthetők.

### 3.3.9 Kötelező átvételi ár meghatározása

A biometán-termelés önköltségi áraiból (különböző belső megtérülési ráta és beruházási támogatás alkalmazása esetén) ki lehet alakítani egy a biometán tisztítása kapacitástól függő átlagos árat, ami akár egy kötelező átvételi ár is lehet, hasonlóan a biogázból termelt villamos energia esetén alkalmazott árhoz.

A biometán-termelés önköltségi árainak változata a négy vizsgált üzemméret esetén mindösszesen 12 (különböző energianövénybekerülési költség és trágya mennyiség a teljes energiatermelésen belül). Az egy üzemméret esetén kapott árakból átlagolva meg lehet határozni az adott biogáztisztító kapacitáshoz tartozó átlagos önköltségi árat. Ezzel a módszerrel meghatározom a vissza nem térítendő beruházási támogatással ill. a nélkül megvalósult projektek lehetséges átlagos önköltségi árat. Mivel két különböző IRR esetére is kiszámolom az önköltségi árakat, így ezeket az értékeket is átlagolom a későbbiekben.

## 4. Eredmények

### 4.1 A gazdaságossági vizsgálat eredményei

A korábban bemutatott gazdaságossági vizsgálat feltételezései alapján a Microsoft Excel szoftverben cashflow alapú EBIT, EBITDA számítás készült el, ill. az MS Excel Solver funkciójának használatával valósult meg az egyes alternatívák esetében a biometán önköltségi ár kiszámítása. A leszámítolási kamatlábankénti igen nagy mennyiségű különböző vizsgált változat (48 alapváltozat) gyorsabb számítása érdekében egy VBA (Visual Basic for Applications) szkriptet is készítettem.

A számítások során cashflow alapon történt a nettó jelenérték kiszámítása úgy, hogy a számított biometán átvételi ár alkalmazásával a beruházás NPV értéke 0 HUF-ra jöjjön ki. Érdekes, hogy a magasabb leszámítolási kamatláb (8,78%) a legtöbb esetben, függetlenül az önerő vagy a beruházási támogatás nagyságától, már az első-második évben pozitív eredményt biztosított a vizsgált beruházási módozatoknak. Az alacsony leszámítolási kamatláb esetén (4,64% és 4,91%), szinte mindegyik vizsgált beruházás esetén 6-8 éves időtartamban negatív cashflow-t eredményeztek a számítások. Ez azt jelenti, hogy a beruházást üzemeltetőknek ebben az időszakban hozzá kell járulniuk az üzemeltetési költségekhez, egyéb esetben veszteséges lenne a biometántermelő üzem.

#### 4.1.1 Biogázüzemek beruházási költségei

A gazdaságossági számítások elkészítéséhez első lépésben meg kellett határozni az egyes beruházások induló költségeit. Ezek a költségek a későbbiekben a cashflow készítése során is alapvető adatokat tartalmaztak, pl. a gépi és építményjellegű beruházási részek, reinvesztíció vagy értékcsökkenés mértéke.

A biogázüzemek méretének és a feldolgozott trágya mennyiségének a növekedésével, habár nőttek a beruházási árak (31. táblázat), a méret duplázódása nem okozott kétszer akkora beruházási költséget. Kijelenthető, hogy a 300 Nm<sup>3</sup>/h biogáztisztító kapacitás kivételével mindegyik vizsgált üzemméret esetén kb. 20%-os beruházási költségnövekedéssel elérhető a 30%-os trágyafeldolgozási részarány a teljes megtermelt energiamennyiségben belül.

31. táblázat A gazdaságossági vizsgálatban szereplő biogázüzemek beruházási költsége

Gáztermelés	Beruházási költségek (eHUF)
BGA300 0%	773.140
BGA300 10%	917.370
BGA300 20%	917.370
BGA300 30%	945.570
BGA400 0%	998.265
BGA400 10%	1.036.770
BGA400 20%	1.143.295
BGA400 30%	1.171.495
BGA500 0%	1.159.565
BGA500 10%	1.123.020
BGA500 20%	1.352.795
BGA500 30%	1.380.995
BGA750 0%	1.460.765
BGA750 10%	1.586.404
BGA750 20%	1.567.504
BGA750 30%	1.695.640

Az egyre növekvő trágyamennyiség a teljes feldolgozott alapanyagon belül magával hozza a termesztett energianövények éves mennyiségének a csökkenését is. A 32. táblázat jól mutatja az éves energianövény-megtakarítást t/év-ben.

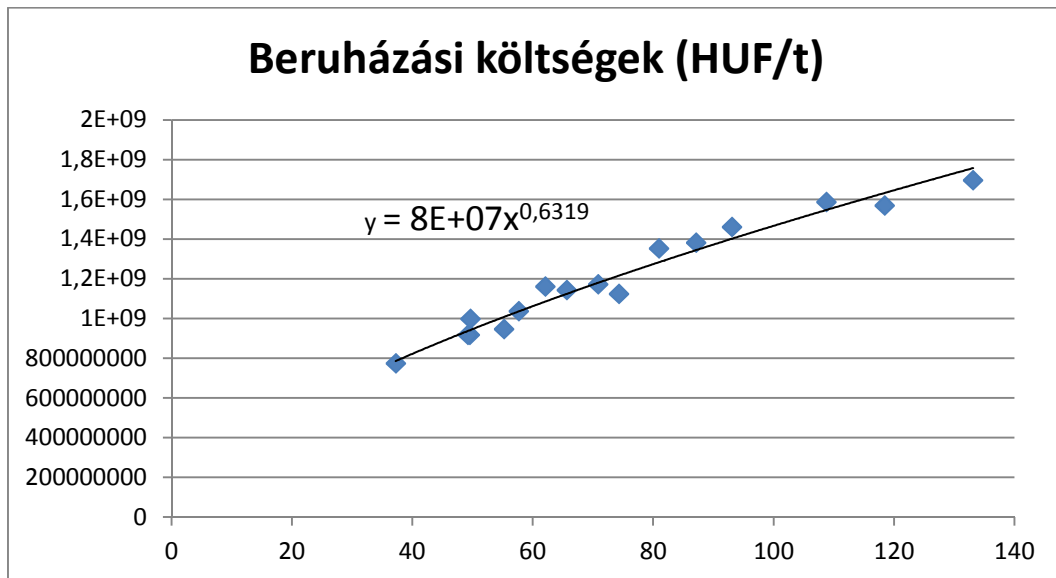
32. táblázat Energianövény-felhasználás megtakarítása a trágyafelhasználás növekedésével a teljes alapanyagmixen belül (t/év) a csak energianövényt feldolgozó biogázüzemekhez képest

Gáztermelés	Energianövény megtakarítás (t/év)
BGA300 0%	0
BGA300 10%	1.178
BGA300 20%	2.500
BGA300 30%	3.752
BGA400 0%	0
BGA400 10%	1.666
BGA400 20%	3.334
BGA400 30%	5.034
BGA500 0%	0
BGA500 10%	2.057
BGA500 20%	4.180
BGA500 30%	6.309
BGA750 0%	0
BGA750 10%	3.116
BGA750 20%	6.304
BGA750 30%	9.436

A legnagyobb vizsgált modellüzem esetében az éves energianövény-megtakarítás elérheti a 9436 tonnát is. Ez az energianövény-mennyiség kb. 0,5 MW zsinór villamosenergia-termeléssel egyenlő biogáz alapon, 8000 üzemórás gázmotor működést figyelembe véve.

**Tézis: A biogázüzemekben feldolgozásra kerülő alapanyagok napi mennyisége és a beruházási költség között összefüggés van, ami alapján egy képlettel becsülni lehet a beruházási költségek nagyságát.**

Az energianövény-felhasználás csökkenése ellenére, a napi felhasznált alapanyag-mennyiség tonnában kifejezett értéke és a beruházási költség között összefüggés van (5. ábra).



5. ábra A napi feldolgozott alapanyag-mennyiség ( $x=t/\text{nap}$ ) és a beruházási költség ( $y=\text{HUF}$ ) közötti összefüggés

Amennyiben a napi feldolgozott alapanyag mennyiségén belül 30%-nál nem több az állati trágya mennyisége és a napi minimális feldolgozott anyagmennyiség nem kevesebb mint 37 t, úgy a 10. egyenletben szereplő képlettel meg lehet becsülni a biometán-termelő üzem beruházási költségét a napi feldolgozott alapanyag-mennyiségből („ $x$ ” a  $t$ -ban megadott napi alapanyag-mennyiség).

$$y = (8 * 10^7) * x^{0,6319}$$

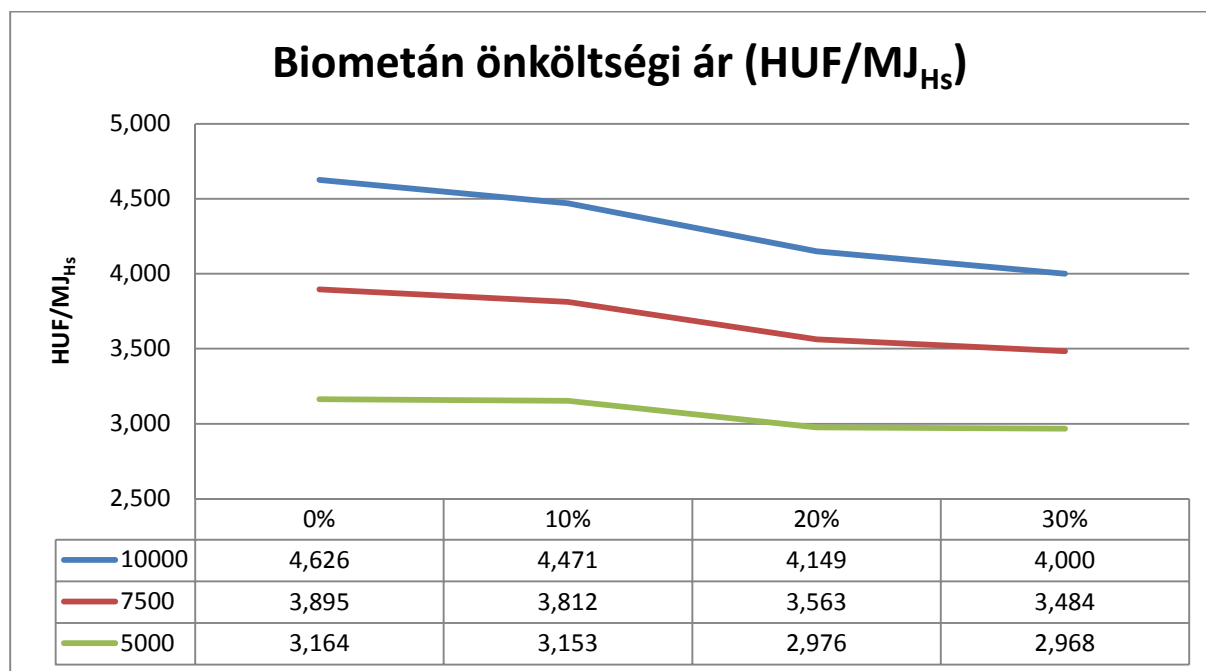
10. egyenlet Biometán-termelő üzemek várható beruházási költségét ( $y=\text{HUF}$ ) mutató egyenlet a napi feldolgozott alapanyag-mennyiség ( $x=t/\text{nap}$ ) függvényében

#### 4.1.2 Biometán önköltségi ára

**Tézis: Piaci körülmények között, vissza nem térítendő beruházási támogatás igénybevétele nélkül lehetséges 5 HUF/MJ<sub>Hs</sub> önköltségi áron biometánt előállítani.**

Szakirodalmi adatok alapján (Beil et al., 2012) a 300-500 Nm<sup>3</sup>/h nyers biogázt feldolgozó biometán-termelő üzemek esetében a végtermék gáz önköltségi ára 8,3 cent/kWh H<sub>s</sub> (2,3055 cent/MJ H<sub>s</sub>), ami kb. 6,92 HUF/MJ H<sub>s</sub> értéknek felel meg. A német tanulmány önköltségszámítási metódusa az általam elvégzett, beruházási támogatás nélküli módozathoz hasonló, azzal a különbséggel, hogy 8 éves hitelfizetési idővel végezték a gazdasági számításokat – az én számításaimban 15 éves hitelt vettem figyelembe. A 8 éves hiteltörlesztés a Németországban hatályos gépekre vonatkozó értékcsökkenési időszakot jelenti (Joint Research Centre, 2015; Joos-Sachse, 2014). Mindkét számítás esetén az elosztóhálózati betáplálás miatt keletkező szállítási forgalmi díj költségnem a betáplálót illeti meg.

A vizsgált beruházási lehetőségek közül minden esetben az alapanyag beszerzési ára határozza meg, hogy a megtermelt biometán mekkora költséggel állítható elő. Abban az esetben, ha az energianövény 10.000 HUF/t költséggel kerül felszámításra, a nagyobb beruházási és üzemeltetési költségek ellenére a mezőgazdasági hulladékokat feldolgozó biogázüzemekben termelt biometán önköltségi ára alacsonyabb, mint a csak energianövényt feldolgozó biogázüzemek esetében. Ez igaz az alacsonyabb (7500 és 5000 HUF/t) energianövény-árak esetén is. A 6. ábra az alapanyagár és a biometán önköltségi ára közötti összefüggéseket mutatja be a 750 Nm<sup>3</sup>/h gáztisztító kapacitású modellüzem példáján keresztül, vissza nem térítendő beruházási támogatás nélkül és 4,91%-os WACC esetén (a %-os értékek a trágya részarányát mutatják a teljes energiatermelésen belül).



6. ábra A biometán-termelés önköltségi ára (HUF/MJ<sub>H<sub>s</sub></sub>) különböző növényi alapanyagárak esetén 750 Nm<sup>3</sup>/h gáztisztító kapacitás, vissza nem térítendő támogatás nélkül 4,91%-os WACC esetén



33. táblázat A biometán-termelés önköltségi ára (HUF/MJ<sub>HS</sub>) vissza nem térítendő támogatás nélkül 4,91%-os WACC esetén

Üzemméret	Alapanyag ár (HUF/t)	Trágya részarány teljes energiatermelésen belül (%)			
		0%	10%	20%	30%
300 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	5,168	5,333	5,045	4,877
	7.500	4,437	4,671	4,458	4,359
	5.000	3,706	4,010	3,870	3,842
400 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	5,087	4,882	4,759	4,586
	7.500	4,356	4,224	4,172	4,070
	5.000	3,625	3,565	3,585	3,554
500 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	4,913	4,573	4,652	4,460
	7.500	4,182	3,914	4,064	3,944
	5.000	3,451	3,255	3,477	3,428
750 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	4,626	4,471	4,149	4,000
	7.500	3,895	3,812	3,563	3,484
	5.000	3,164	3,153	2,976	2,968

A 33. táblázat mutatja a biometán-termelés első gazdaságossági vizsgálatát, 4,91%-os WACC, valamint beruházási támogatás nélküli megvalósulás esetén. Az átlagos biometánár ebben az esetben 4,1 HUF/MJ<sub>HS</sub>. A pirossal színezett cellák ezen átlagár felett vannak, tehát ha a biometán földgázhálózati betáplálása esetén egy kötelező átvételi áras rendszert alkalmaznánk – úgy mint a biogáz alapú villamosenergia-termelés támogatása esetén –, akkor csak a legnagyobb üzemméret tudna gazdaságosan termelni 10 000 HUF/t energianövény-ár mellett, ha a trágya a teljes energiatermelésen belül eléri a 30%-os részarányt.

34. táblázat A biometán-termelés önköltségi ára (HUF/MJ<sub>HS</sub>) vissza nem térítendő támogatással 4,64%-os WACC esetén

Üzemméret	Alapanyag ár (HUF/t)	Trágya részarány teljes energiatermelésen belül (%)			
		0%	10%	20%	30%
300 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	4,667	4,744	4,460	4,278
	7.500	3,936	4,083	3,873	3,761
	5.000	3,205	3,421	3,285	3,244
400 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	4,602	4,383	4,213	4,030
	7.500	3,871	3,724	3,625	3,514
	5.000	3,140	3,065	3,038	2,998
500 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	4,463	4,141	4,134	3,935
	7.500	3,731	3,481	3,547	3,420
	5.000	3,000	2,822	2,960	2,904
750 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	4,248	4,063	3,750	3,571
	7.500	3,517	3,404	3,163	3,055
	5.000	2,786	2,746	2,577	2,539

A 34. táblázat eredményei alapján amennyiben vissza nem térítendő beruházási támogatásban részesül egy biometán-termelő üzem, úgy a biometán önköltségi ára a vizsgált modellüzemek esetében átlagosan 3,606 HUF/MJ<sub>HS</sub> lesz. Érdeemes megemlíteni, hogy a 28. táblázat alapján számított átlagos lakossági földgázár értéke 2,322 HUF/MJ, ami a legnagyobb biometán-termelő üzem (30%-os trágya részarány a teljes energiatermelésen belül) 2,539 HUF/MJ<sub>HS</sub> önköltségi árához már nagyon közel van. Ez az érték jól mutatja, hogy bizonyos keretfeltételek között a mai földgázárakhoz hasonló biometánárat lehet elérni.

**35. táblázat** A biometán-termelés önköltségi ára (HUF/MJ<sub>HS</sub>) vissza nem térítendő támogatás nélkül 8,78%-os WACC esetén

Üzemméret	Alapanyagár (HUF/t)	Trágya részarány teljes energiatermelésen belül (%)			
		0%	10%	20%	30%
300 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	5,389	5,594	5,304	5,142
	7.500	4,658	4,932	4,717	4,625
	5.000	3,927	4,271	4,129	4,108
400 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	5,301	5,103	4,999	4,831
	7.500	4,570	4,444	4,411	4,315
	5.000	3,839	3,785	3,824	3,798
500 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	5,111	4,763	4,878	4,690
	7.500	4,380	4,104	4,291	4,175
	5.000	3,649	3,445	3,704	3,659
750 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	4,793	4,650	4,324	4,187
	7.500	4,062	3,991	3,738	3,671
	5.000	3,331	3,332	3,151	3,155

A magasabb WACC érték mind vissza nem térítendő beruházási támogatással (35. táblázat) és beruházási támogatás nélkül (36. táblázat) is magasabb átlagos átvételi árakat 3,726 ill. 4,317 HUF/MJ<sub>HS</sub> önköltségi árat eredményeztek.

36. táblázat A biometántermelés önköltségi ára (HUF/MJ<sub>HS</sub>) vissza nem térítendő támogatással 8,78%-os WACC esetén

Üzemméret	Alapanyagár (HUF/t)	Trágya részarány teljes energiatermelésen belül (%)			
		0%	10%	20%	30%
300 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	4,790	4,889	4,604	4,426
	7.500	4,059	4,228	4,017	3,908
	5.000	3,328	3,566	3,429	3,391
400 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	4,721	4,504	4,344	4,165
	7.500	3,990	3,846	3,757	3,649
	5.000	3,259	3,187	3,169	3,133
500 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	4,572	4,245	4,259	4,062
	7.500	3,841	3,586	3,672	3,547
	5.000	3,110	2,926	3,085	3,031
750 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	4,340	4,162	3,845	3,673
	7.500	3,609	3,503	3,259	3,157
	5.000	2,878	2,844	2,673	2,641

Érdeemes megemlíteni, hogy az összes vizsgált feltételrendszer esetén a biometán önköltségi átlagára alacsonyabb volt, mint a német szakirodalomban szereplő 6,92 HUF/MJ<sub>HS</sub> érték (Beil et al., 2012).

A biometán önköltségi árát részletező táblázatok eredményeképpen elmondható, hogy egy átlagos átvételi ár alkalmazása a biometán esetén negatív hatást váltana ki. A kis méretű üzemek nem tudnának versenyezni a nagyobb üzemek olcsóbb biometán áraival. Ez a nagy, 500 vagy 750 Nm<sup>3</sup>/h felé vinné el a biometán-termelést, ami az igen magas éves alapanyag-felhasználás miatt a bonyolult logisztikájú és egyszerre nagy termőterületeket lefoglaló biogázüzemek kialakulásához vezetne. Továbbá lehetséges, hogy adott helyszínen rendelkezésre állna trágya, de a földgáz hálózatszakasz paraméterei vagy a rendelkezésre álló termőterület nagysága egy kisebb, pl. 400 Nm<sup>3</sup>/h-ás üzem kialakítását lehetővé tennék, de az egyetlen kötelező átvételi ár alkalmazása ezt a beruházást már nem teszi gazdaságossá. Így a trágya energetikai hasznosítása nem valósítható meg. A 33. táblázattól a 36. táblázatig ezt a problémát kívántam bemutatni.

Az energianövény-alapanyagár csökkenésével (7500, ill. 5000 HUF/t) eltűnik az olcsó mezőgazdasági hulladékokat feldolgozó biogázüzem előnye a csak energianövényt feldolgozó üzemmel szemben és a magasabb beruházási ár, valamint a magasabb üzemeltetési költségek (pl. villamosenergia-költség) miatt jelentősen magasabb biometán önköltségi árak alakulnak ki a trágyás üzemekben. Beruházási támogatással megvalósult, csak energianövényt feldolgozó biogázüzem esetében a biometán önköltségi árra 5000 HUF/t kukoricaszilázs ár mellett 3,205 HUF/MJ<sub>HS</sub> értéket kapunk.

További érdekesség, hogy abban az esetben, ha a biogázüzem 8 éves hiteltörlesztési idővel és beruházási támogatással valósulna meg, akkor a biometán önköltségi ára közel azonos, mintha 15 éves hiteltörlesztési időtartammal, beruházási támogatás nélkül valósul meg. Az alacsony havi/éves törlesztőrészek miatt a legdrágább energianövény-ár mellett is majdnem akkora biometán önköltségi árat kapunk a 300 Nm<sup>3</sup>/h gáztisztító kapacitás esetén (5,972 HUF/MJ H<sub>s</sub> értéknek), mintha a beruházás támogatással valósult volna meg, de 8 éves banki hitellel. Ez a hosszú, 15 éves hiteltörlesztési idő természetesen együtt jár azzal, hogy a beruházások nettó jelenértéke, ill. belső megtérülési rátája olyan mértékre csökken, ahol már kérdésessé válik, hogy egy piaci befektetőnek miért is érne meg ezt a típusú beruházást végrehajtania.

### 4.1.3 Kötelező átvételi ár

**Tézis: A modell biogázüzemek gazdaságossági vizsgálatának eredményeképpen létrehoztam egy lehetséges biometán átvételi árrendszert, mely a biometán-termelés méretétől függő átvételi árakat határoz meg.**

Az előző fejezetben kapott önköltségi árak alapján négy biometán-termelő kapacitásra lehet kiszámolni ajánlott kötelező átvételi árat. Ez a rendszer abban különbözik a biogázból termelt villamos energia kötelező átvételi rendszerétől, hogy nem egy árat nevez meg, ami a nagyobb üzemméret felé tolja el a beruházásokat, hanem ösztönzi a kisebb termelőkapacitásokat is.

37. táblázat Átlagos önköltségi árak (HUF/MJ) különböző biogáztisztító kapacitás esetén beruházási támogatás nélkül

Kapacitás Nm <sup>3</sup> /h	4,91% IRR	8,78% IRR	Alapár HUF/MJ	Méretbónusz HUF/MJ	Átlagár HUF/MJ
0-300	4,733	4,481	3,777	0,830	4,607
301-400	4,435	4,205	3,777	0,543	4,320
401-500	4,238	4,026	3,777	0,355	4,132
501-750	3,866	3,689	3,777	0,000	3,777

A 37. táblázat egy a gazdaságossági számítások önköltségi árai alapján számított lehetséges kötelező átvételi árrendszerstruktúrát mutat be, vissza nem térítendő beruházási támogatás nélkül.

**38. táblázat** Átlagos önköltségi árak (HUF/MJ) különböző biogáztisztító kapacitás esetén beruházási támogatással

<b>Kapacitás Nm<sup>3</sup>/h</b>	<b>4,64% IRR</b>	<b>8,78% IRR</b>	<b>Alapár HUF/MJ</b>	<b>Méretbónusz HUF/MJ</b>	<b>Átlagár HUF/MJ</b>
<b>0-300</b>	4,053	3,913	3,333	0,650	3,983
<b>301-400</b>	3,810	3,684	3,333	0,414	3,747
<b>401-500</b>	3,661	3,545	3,333	0,270	3,603
<b>501-750</b>	3,382	3,285	3,333	0,000	3,333

A 38. táblázat egy a gazdaságossági számítások önköltségi árai alapján számított lehetséges kötelező átvételi árrendszerstruktúrát mutat be, vissza nem térítendő beruházási támogatással megvalósult biogázüzemek esetén. A kétféle betáplálási ár közötti különbség nem számottevően nagy (13,3%-15,6%), így a vissza nem térítendő beruházási támogatásos rendszer létjogosultsága kérdéses.

#### **4.1.4 A lakossági földgázár növekedése 5 %-os biometán bekeverési részarány esetén**

**Tézis: Kiszámítottam, hogy a teljes lakossági földgázfogyasztás 5%-nak biometánnal történő kiváltása esetén milyen mértékű árnövekedésre lehet számítani.**

További számításokat készítettem arra vonatkozóan, hogy milyen társadalmi terheket jelentene a különböző biometán önköltségi ár 5%-os kötelező bekeverési részarány esetén, a teljes lakossági földgázfogyasztásra vonatkoztatva. A MEKH statisztikai adatai alapján a teljes lakossági földgázfogyasztás 2014-ben 62.979.192,53 GJ energia volt, kb. 1,799 milliárd m<sup>3</sup> (Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal, 2015b). 1,696 HUF/MJ földgázár és 5%-os biometán részarány esetén a legnagyobb biogáztisztító kapacitás biometán önköltségi árával számolva, vissza nem térítendő beruházási támogatásban részesült biogázüzemekben termelt biometán (3,333 HUF/MJ) bekeverése esetében a lakossági földgáz ára 4,83%-kal, 1,778 HUF/MJ értékre nő (39. táblázat). Ugyanezen üzemméret, támogatás nélküli árával számolva a lakossági földgáz ára 6,14%-kal 1,800 HUF/MJ-ra növekedne. 10%-os bekeverési részarány esetén az árváltozás nagysága %-ban kifejezve kétszeres.

Saját gyűjtés alapján (www.verivox.de) Németországban a 10%-ban ténylegesen biometánt is tartalmazó lakossági földgáztarifa a normál földgázárhoz képest 20,72%-kal kerül többbe (5,02 cent/kWh, ill. 6,06 cent/kWh). Habár ezek az értékesítési árak jóval magasabbak, mint az általam számolt legmagasabb hazai lakossági földgázár is lenne a legnagyobb biometán-termelő modellüzem által termelt biometán bekeverése esetén, nem szabad elfelejteni, hogy a

német piacon 8 éves hiteltörlesztési idővel és majdnem kizárólag energianövényt felhasználó biogázüzemek termelik meg ezt a fajta energiahordozót.

Figyelembe kell venni, hogy egy az általam számolt mértékű földgáz-árnövekedést Magyarországon nem lehet bevezetni a lakosság energiahordozókkal szembeni árérzékenysége és az amúgy is alacsony vásárlóereje miatt. Megemlítendő, hogy a jelenleg érvényes jogszabályok alapján csak az USD/HUF váltási árfolyamának változásából adódóan is lehet 5-10%-os változás a lakossági földgázárban (Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal, 2015a) a negyedéves ármeghatározás miatt. A fűtőolaj és gázolaj árából (U.S. Energy Information Administration, 2015a, 2015b), ill. a negyedéves import földgázár meghatározó képlet alapján 2015 szeptemberében 260 HUF/USD árfolyam esetén 2,668 HUF/MJ, 280 HUF/USD árfolyamon viszont már 2,873 HUF/MJ import földgázarat kapunk. Ez a 29. táblázatban szereplő import földgázárhoz képest már 17 ill. 26%-os növekedést mutat.

**39. táblázat** A lakossági földgázár alakulása a gazdaságossági vizsgálatokban kiszámított különböző biometán árak esetén, 5%-os bekeverési részarány esetén

	Ár (HUF/MJ)	Ár (HUF/MJ)
<b>Biometán</b>	3,333	3,777
<b>Földgáz</b>	1,696	1,696
<b>Földgáz átlagár (Ft/MJ)</b>	1,77785	1,80005
<b>Különbség (Ft/MJ)</b>	0,08185	0,10405
<b>Különbség (%)</b>	4,83%	6,14%

A gazdaságossági vizsgálatok jól mutatják, hogy a jelenleg érvényes egyetemes szolgáltatói földgázár esetén a vizsgált biogázüzemek biometán termelése egy kötelező átvételi rendszer nélkül gazdaságosan nem megoldható. Többféle lehetséges megvalósítási és finanszírozási alternatíva vizsgálatával meg lehet állapítani, hogy a pusztán megújuló alapú biometán-termelés a lakossági földgáz árához képest több mint kétszeres, egyes esetekben háromszoros áron valósítható meg. Csak a lakossági éves földgázfogyasztás 5%-nak biometánnal történő kiváltásához a jelen munkában vizsgált legkisebb, 150 Nm<sup>3</sup>/h biometántermelő kapacitású biogázüzemből több, mint 87 db-nak kellene megvalósulnia. Ha az ennél jóval nagyobb, 750 Nm<sup>3</sup>/h biometántermelő kapacitású biogázüzemeket vesszük figyelembe, akkor is több, mint 16 üzem lenne képes ellátni ezt a feladatot.

#### **4.1.5 A biometán-termelés gazdaságossága a javasolt átvételi rendszerben**

A doktori értekezésben a gazdaságossági vizsgálat eredményeképpen kialakított kötelező átvételi árakat az összes modell biogázüzemre alkalmazva kiszámoltam az egyes beruházások várható megtérülését. Kétféle rendszerben – vissza nem térítendő beruházási támogatás

igénybevételével és a nélkül – vizsgáltam a modellüzemek belső megtérülési rátáját (IRR). A már korábban alkalmazott leszámítolási kamatlábakkal: 4,91% (beruházási támogatás nélküli megvalósulás), 4,64% (beruházási támogatással történő megvalósulás), és 8,78% (beruházási támogatás nélküli és beruházási támogatással megvalósuló beruházás). A leszámítolási kamatláb nagyságától függetlenül ugyanazokat a belső megtérülési rátákat kaptam a támogatott vagy nem támogatott üzemek esetén, csak a nettó jelenérték nagysága volt különböző.

40. táblázat A biometán-termelés belső megtérülési rátája (IRR) vissza nem térítendő támogatás esetén

Üzemméret	Alapanyag ár (HUF/t)	Trágya részarány teljes energiatermelésen belül (%)			
		0%	10%	20%	30%
300 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	0,00%	0,00%	-10,20%	-3,67%
	7.500	6,41%	1,97%	7,98%	11,10%
	5.000	36,47%	22,36%	27,62%	28,54%
400 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	0,00%	0,00%	-11,76%	-4,34%
	7.500	0,30%	5,42%	8,46%	11,90%
	5.000	28,90%	31,66%	30,36%	31,38%
500 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	0,00%	0,00%	0,00%	-6,77%
	7.500	-0,24%	9,47%	6,49%	10,66%
	5.000	31,10%	43,11%	29,01%	31,01%
750 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	0,00%	0,00%	0,00%	-5,40%
	7.500	-3,85%	1,65%	12,08%	16,36%
	5.000	33,67%	33,72%	45,68%	44,75%

41. táblázat A biometán-termelés belső megtérülési rátája (IRR) vissza nem térítendő támogatás nélküli esetben

Üzemméret	Alapanyag ár (HUF/t)	Trágya részarány teljes energiatermelésen belül (%)			
		0%	10%	20%	30%
300 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	-6,32%	-7,72%	-2,16%	0,80%
	7.500	7,89%	3,93%	7,15%	8,52%
	5.000	20,51%	13,69%	15,80%	15,95%
400 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	-12,99%	-6,44%	-2,84%	0,48%
	7.500	4,25%	6,62%	7,32%	8,87%
	5.000	17,35%	18,04%	16,66%	16,91%
500 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	-15,93%	-5,23%	-5,06%	-0,95%
	7.500	3,91%	9,34%	6,08%	8,07%
	5.000	18,06%	22,57%	15,95%	16,59%
750 Nm <sup>3</sup> /h	10.000	0,00%	-15,38%	-4,25%	0,04%
	7.500	2,06%	4,14%	9,64%	10,93%
	5.000	18,98%	18,24%	22,40%	21,42%

A 40. táblázat és a 41. táblázat adatai alapján elmondható, hogy az általam javasolt biometán kötelező átvételi árak alkalmazása a magas termesztett energianövény-árak mellett

nem megtérülő beruházásokat eredményeznének. A nagyon alacsony energianövény-ár esetében viszont az összes esetben a csak energianövényekkel dolgozó biogázüzemek megtérülési mutatói majdnem azonosak vagy jobbak, mint a trágyát is használó üzemek esetén. Ezért környezetpolitikai cél lehet egy biometán-termelést támogató rendszer kialakítása esetén a csak energianövényt feldolgozó üzemek kizárása a rendszerből.

A 41. táblázat eredményei alapján jól látszik, hogy a vissza nem térítendő beruházási támogatások elhagyása esetén a belső megtérülési mutatók normál tartományban (kb. 8,78%) maradnak, extrém magas (30% vagy a feletti) értékekkel nem lehet találkozni. Ebben az esetben nincs a társadalomra nehezedő kezdeti magasabb költség sem.

Az általam javasolt átvételi rendszernek, mint minden esetben az ilyen típusú rendszereknek, az a hátránya, hogy nagyon alacsony alapanyagköltségek esetén kimagaslóan jó megtérülési értékeket hoznak. Azonban az is látszik, hogy nem ösztönző magas energianövény-árak esetén, ill. nem minden egyes beruházást tesz nyereségesé: a 46 féle lehetséges beruházási scenárió közül 21 nem volt gazdaságos (41. táblázat pirossal jelölt cellái).

## **4.2 Életciklus-hatásértékelés biometán-termelés esetén**

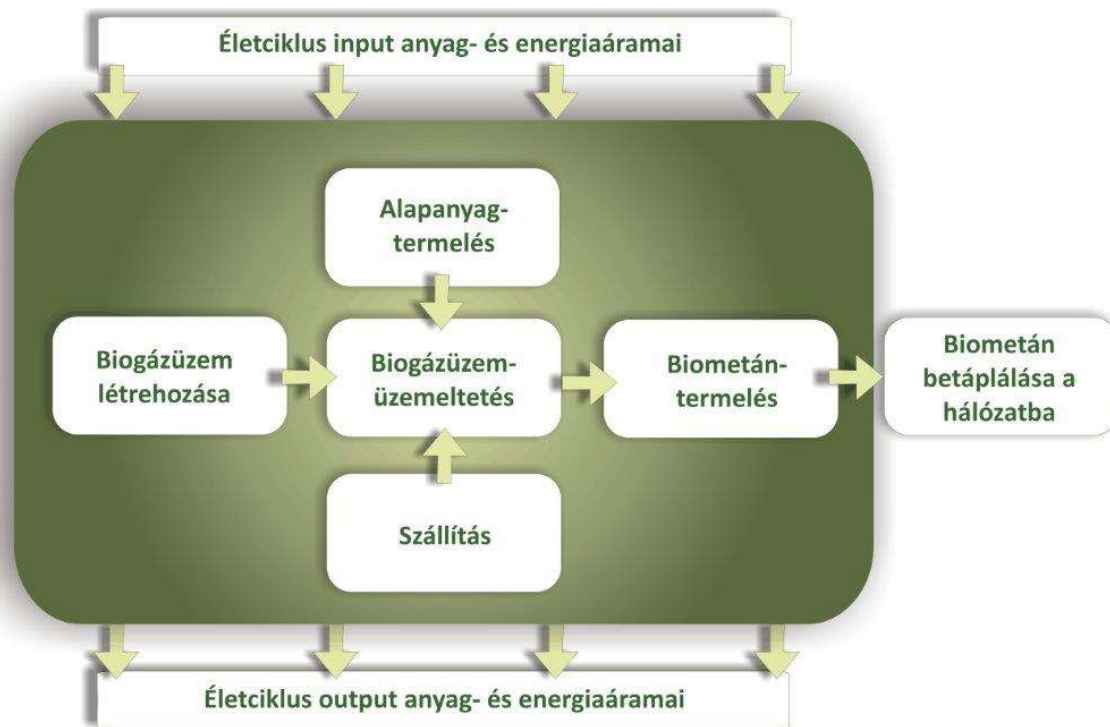
Az életciklus környezeti hatásainak meghatározásához első lépésben az életciklus határait és időbeli hosszát állapítottam meg. Jelen tanulmány keretein belül a bölesőtől a kapuig (cradle to gate) életciklust vizsgáltam, amelynek értelmében a biogázüzem létrehozásához és üzemeltetéséhez szükséges összes anyag- és energiaáramot, valamint területigényt is figyelembe vettem, azok teljes felmenő (ún. up-stream) anyag- és energiaáramaival együtt az üzemben megtermelt villamos energiával vagy földgázminőségű biometánnal bezárólag. A megtermelt biometán 1 MJ energiatartalma jelenti a vizsgált folyamat végtermekét és egyben referencia áramát is, amelyre az összes felmerülő környezeti hatást vonatkoztatom. Tehát a vizsgált életciklus rendszerhatára a biogázüzem létrehozásától kezdődik és a biogáz fogyasztó által hasznosítható energiává történő alakításáig tart.

Egyedül a felhasznált szarvasmarha almos trágya és sertés hígtrágya, mint biogáz alapanyagok esetében vettem figyelembe csupán a kaputól a kapuig (gate to gate) életciklust, hiszen a trágya közvetlen emisszióit terheltem csak a biogázüzemre, az állattartás és az azt fenntartó növénytermesztés anyag- és energiaáramait már nem. Ennek magyarázata, hogy a trágyát nem azért termeli a mezőgazdasági üzem, hogy energiatermelésre felhasználják egy biogázüzemben (mint az a célzott energianövény-termelés esetén fennáll), hanem egy főtermék (pl. tej, hús) előállítási folyamatának mellékterméke kerül felhasználásra. Ez a felhasználási mód



lehet trágyázás, vagy egy közbeiktatott átalakítási folyamatba való bevezetés (pl. anaerob fermentáció), melynek fő terméke a biogáz, mellékterméke a lebontási maradék, ami tápanyag-utánpótlásra is használható a mezőgazdasági termelésben. Az alkalmazott módszertan annyiban rendhagyó, hogy az életciklus határainak megfelelően a csak energianövényt felhasználó biogázüzem környezeti terheihez számítja a feldolgozott alapanyag hatásait is, függetlenül attól, hogy az fő- vagy melléktermékként került az üzembe. Tehát az energianövény használatakor a teljes up-stream áram az üzemhez kapcsolódik (energianövény-termesztés környezeti hatásai is), míg a trágya erjesztésekor csak kaputól a kapuig életciklussal számolok, a lebontási maradék termőföldre történő kijuttatásával bezárólag.

A biogáz modellüzemek élettartamát 20 évben határoztam meg – a gazdaságossági vizsgálatokkal való összhang érdekében –, amelynek következtében az ennél rövidebb élettartamú elemek, pl. szivattyúk, többször is szerepelnek az életciklusban.



7. ábra Az életciklus-elemzés határai egy biometán-termelő üzem példáján bemutatva

A következő lépésben az életciklusba be- és kilépő anyag- és energiaáramok listáját állítottam össze. Ez az ún. életciklusleltár (life cycle inventory – LCI). Ez tartalmazza a valóban környezeti hatással járó anyag- és energiaáramokat, hiszen ezeket vagy elvonjuk a környezetből, vagy oda juttatjuk. Ezeket nevezzük összefoglalóan elementáris vagy alapvető áramoknak (elementary flow). Az elementáris áramok az input és output oldalon nyilakkal jelennek meg (7. ábra). A rendszeren belül megjelenő anyag- és energiaáramok csupán az egyes rendszerelemek összekapcsolását szolgálják (ún. tracked flow) (Frischknecht and Jungbluth, 2007; Sára, 2010).

A biometán-termelés esetében érdemes kiszámolni, hogy a biometán-termelés milyen energiahatékonysággal valósul meg. A villamosenergia-termelés esetében az egyik meghatározó paraméter a saját villamosenergia-fogyasztás nagysága volt, a megtermelt bruttó villamosenergia-mennyiségre vonatkoztatva. A biometán-termelés esetén az összehasonlítás alapjául a megtermelt biogáz energiatartalmának a földgázhálózatba betáplálható biometán energiamennyiségéhez viszonyított aránya szolgálhat. Az első viszonyszám azt mutatja meg, hogy a megtermelt nyers biogáz energiatartalma (bruttó energiatartalom), hogyan viszonyul a földgázhálózatba táplált biometán energiatartalmához (1 MJ nettó energiatartalomhoz mennyi MJ bruttó energia szükséges). A másik mutató egy százalékos érték, ami megadja, hogy a bruttó energiatermelés hány százaléka szükséges a biometán előállításához. Ez az energiafelhasználás magába foglalja a biogázüzem villamos és hőenergia fogyasztásának megtermeléséhez szükséges energiamennyiségét is. A saját energiafogyasztás a villamos energia és hőenergia fogyasztásból tevődik össze. A villamosenergia-termelés primer energia igényének kiszámításakor 32%-os erőművi átalakítási hatásfokkal számoltam (2007. 389/2007. (XII. 23.) Korm. r.). A hőenergia-fogyasztás fedezéséhez szükséges biogáz mennyiségét és energiatartalmát (17. táblázat) a megtermelt biogáz energiatartalmából számítottam ki.

**42. táblázat** A vizsgált modell biogázüzemek biometán-termelésének energiafelhasználása a 20 éves élettartam alatt

<b>Üzemméret</b>	<b>Energiatartalom biogáztermelés (TJ - 20 év)</b>	<b>Energiatartalom biometán (TJ - 20 év)</b>	<b>Villamosenergia-felhasználás (TJ - 20 év)</b>	<b>Energia-felhasználás (%)</b>
<b>BGA300 0%</b>	910	881	208	26,04%
<b>BGA300 10%</b>	928	889	259	32,06%
<b>BGA300 20%</b>	934	895	259	31,84%
<b>BGA300 30%</b>	945	902	275	33,67%
<b>BGA400 0%</b>	1.214	1.175	298	27,76%
<b>BGA400 10%</b>	1.229	1.184	302	28,22%
<b>BGA400 20%</b>	1.245	1.193	294	27,73%
<b>BGA400 30%</b>	1.258	1.202	323	30,11%
<b>BGA500 0%</b>	1.517	1.469	357	26,70%
<b>BGA500 10%</b>	1.539	1.481	335	25,56%
<b>BGA500 20%</b>	1.555	1.492	385	28,86%
<b>BGA500 30%</b>	1.571	1.503	415	30,78%
<b>BGA750 0%</b>	2.276	2.203	530	26,47%
<b>BGA750 10%</b>	2.306	2.221	539	27,06%
<b>BGA750 20%</b>	2.330	2.237	502	25,54%
<b>BGA750 30%</b>	2.358	2.254	511	26,08%

A 42. táblázat értékei alapján elmondható, hogy a teljes nyers biogáz energiamennyiségének 25,56-33,67%-a szükséges ahhoz, hogy a földgázhálózatba betáplálható

biometánt megtermelhesük. A legkisebb fajlagos energiafelhasználással a csak energianövényeket feldolgozó biogázüzemek rendelkeznek. Ez a kevesebb éves szinten megmozgatott alapanyag-mennyiség miatt, ill. a kisebb fermentor méretek és az ezek által biztosított alacsonyabb villamosenergia-felhasználás okozza.

**Tézis: A biogázüzemek méretnövekedésével a biometán-termelés energetikai hatásfoka növekszik, így 1 MJ biometán előállításához kevesebb energiára van szükség, függetlenül a fermentációban felhasznált alapanyagok összetételétől.**

1 MJ biometán előállításához 1,266-1,353 MJ nyers biogázt kellett felhasználni (43. táblázat). Összehasonlításként, a villamosenergiatermelő biogázüzemek esetében ez az érték 9,6% és 14,05% (Fuchsz and Kohlheb, 2014). Az eredmények jól mutatják, hogy a kisebb energiasűrűséget (állati trágyát) feldolgozó üzemek energetikai szempontból nézve rosszabb hatásfokkal dolgoznak, mint a magasabb energiasűrűségű energianövényt hasznosító üzemek. Ezt a hátrányt a nagyobb méretű gáztisztító kapacitással rendelkező üzemek valamelyest képesek kompenzálni, de kimagaslóan jobb értékeket nem érnek el.

43. táblázat A biometán-termelés energiafelhasználása 1 MJ biometán előállításához (MJ/MJ)

	Energiafelhasználás biometán-termelés (TJ)	Energiatartalom biometán (TJ - 20 év)	Energiafelhasználás 1 MJ biometán termelésére (MJ/MJ)
<b>BGA300 0%</b>	1.118	881	1,269
<b>BGA300 10%</b>	1.187	889	1,335
<b>BGA300 20%</b>	1.192	895	1,332
<b>BGA300 30%</b>	1.220	902	1,353
<b>BGA400 0%</b>	1.512	1.175	1,287
<b>BGA400 10%</b>	1.531	1.184	1,293
<b>BGA400 20%</b>	1.538	1.193	1,289
<b>BGA400 30%</b>	1.581	1.202	1,315
<b>BGA500 0%</b>	1.874	1.469	1,276
<b>BGA500 10%</b>	1.874	1.481	1,266
<b>BGA500 20%</b>	1.940	1.492	1,301
<b>BGA500 30%</b>	1.986	1.503	1,322
<b>BGA750 0%</b>	2.806	2.203	1,273
<b>BGA750 10%</b>	2.844	2.221	1,281
<b>BGA750 20%</b>	2.832	2.237	1,266
<b>BGA750 30%</b>	2.869	2.254	1,273

Az egyes biometán-termelő üzemek 20 éves életciklusa során megtermelt, a földgázminőségű biometánban lévő nettó energia mennyiség – égéshő – ( $MJ_{H_s}$ -ban kifejezve) alapján lehet további következtetéseket levonni arról, hogy a különböző alapanyag bázisok milyen környezeti hatással rendelkeznek. Az életciklus-elemzés eredményeinek hatáskategóriái

és mértékegységei: szén-dioxid ekvivalens  $\text{g/MJ}_{\text{H}_s}$  dimenzióban, a savasodási potenciált  $\text{SO}_2$ -ekvivalens  $\text{g/MJ}_{\text{H}_s}$  mértékegységgel, eutrofizációs potenciált  $\text{PO}_4$ -ekvivalens  $\text{g/MJ}_{\text{H}_s}$ , a sztratoszférikus ózonréteg károsodása R11-ekvivalens  $\text{g/MJ}_{\text{H}_s}$ , a fotokémiai oxidáció etilén-ekvivalens  $\text{g/MJ}_{\text{H}_s}$ , míg az abiotikus elemek elhasználódása Sb-ekvivalens  $\text{g/MJ}_{\text{H}_s}$  értékben fejezik ki.

A biometán-termelés környezeti hatásait nagyon kevés kutatás vizsgálta (Beil et al., 2012; Jury et al., 2010; Poeschl et al., 2012). A legtöbb esetben a biogáz-termelésben felhasznált alapanyagok rövid ciklusú szén-dioxid megkötésére hivatkozva a biometán előállítását a földgázfelhasználással szemben mindenféleképpen kedvezőbb energiatermelési folyamatnak tekintették. A biogáz alapú biometán-termelés kevésbé környezetkímélő mivoltára csak egy tanulmány hívta fel a figyelmet (Jury et al., 2010). Ebben a tanulmányban a biometán-termelés környezetre gyakorolt hatását  $\text{GWP}_{100}$   $\text{CO}_2$  egyenértékben kifejezve  $65 \text{ g/MJ}$ -ra becsülték. Jelen kutatásban a biomassza-alapanyag a növénytermesztés rövid ciklusú szén-dioxid megkötéseit figyelmen kívül hagyva, a biometán-termelés ökológiai lábnyomát a CML2001 (rev. 2015. ápril) hatásértékelő rendszer  $\text{GWP}_{100}$   $\text{CO}_2$  egyenérték kibocsátási számítási módszerének használatával oldottam meg. Ez a típusú hatásértékelés a szén-dioxid esetében a hosszútávú környezeti hatásokat veszi figyelembe, így jobban összehasonlítható a földgázfelhasználás értékeivel.

A GaBi programban felépített modellek segítségével meghatározásra kerültek a biometán-termelés környezeti hatásai.

**44. táblázat** A biometán-termelés globális felmelegedési potenciálja,  $\text{GWP}_{100}$   $\text{CO}_2$  egyenértéke (CML2001 - Apr. 2015)  $\text{g/MJ}_{\text{H}_s}$ -ben kifejezve

<b>Üzemméret</b>	<b><math>\text{GWP}_{100}</math> <math>\text{CO}_2</math> egyenérték <math>\text{g/MJ}_{\text{H}_s}</math></b>
<b>BGA300 0%</b>	26,37
<b>BGA300 10%</b>	27,34
<b>BGA300 20%</b>	23,23
<b>BGA300 30%</b>	19,63
<b>BGA400 0%</b>	37,25
<b>BGA400 10%</b>	32,53
<b>BGA400 20%</b>	26,54
<b>BGA400 30%</b>	-20,78
<b>BGA500 0%</b>	45,58
<b>BGA500 10%</b>	36,80
<b>BGA500 20%</b>	35,07
<b>BGA500 30%</b>	30,88
<b>BGA750 0%</b>	68,16
<b>BGA750 10%</b>	59,22
<b>BGA750 20%</b>	46,13
<b>BGA750 30%</b>	37,75

**Tézis: A biometán-termelés globális felmelegedési potenciálja GWP<sub>100</sub> CO<sub>2</sub> egyenérték (CML2001 - Apr. 2015) g/MJ<sub>Hs</sub>-ben kifejezve alacsonyabb környezetterhelést jelent, mint a földgáz esetében.**

A 44. táblázat eredményei alapján látható, hogy a biometán-termelés szén-dioxid kibocsátása -20,78 – 68,16 g CO<sub>2</sub> eq/MJ<sub>Hs</sub>. Érdeemes megemlíteni, hogy a gáztisztító üzem méretének növekedésével növekszik a szén-dioxid egyenértékben kifejezett kibocsátás, míg a feldolgozott alapanyagokon belül a trágya mennyiségének növekedésével az egységnyi megtermelt energiataralomra vetített CO<sub>2</sub> eq mennyisége csökken. Az eredmények alapján ki lehet jelteni, hogy az üvegházhatású gázok kibocsátását tekintve az állati trágyák használatával jobb környezeti hatás érhető el.

A földgáz esetében a szakirodalom nagyon tág tartományban, 56-114 g CO<sub>2</sub> eq/MJ<sub>Hs</sub> adja meg a földgáztermelés ökológiai lábnyomát (Burnham et al., 2012; Howarth et al., 2011; Hultman et al., 2011; Jiang et al., 2011; Stamford and Azapagic, 2014; Stephenson et al., 2011; Weber and Clavin, 2012). Ebből látszik, hogy a legtöbb esetben a biometán-termelés és előállítás környezeti hatása kedvezőbb, mint a földgáztermelésé. Ha figyelembe vesszük a földgáz égetése során a környezetbe jutó CO<sub>2</sub> mennyiségét – 54,16 g/MJ (saját számítás) –, akkor az jól mutatja, hogy a biometán -termelés környezeti szempontból jobb energiatermelési módot jelent a földgázzal szemben. További érdekes összehasonlítási alapot jelent az orosz földgázszállításból eredő szén-dioxid kibocsátás értékének a vizsgálata (Lechtenbömer, 2005), mivel a Magyarországon is felhasznált földgáz nagyobbik része Oroszországból érkezik. Lechtenbömer alapján 13,4 g CO<sub>2</sub> eq/MJ<sub>Hs</sub> az orosz földgáz német határig történő szállításából eredő szén-dioxid emisszió. Ezen adat ismerete alapján elmondható, hogy a lokálisan előállított biometán 1 MJ energiataralma szinte minden esetben környezetkímélőbb, mint a földgáz használata.

**Tézis: A biometán-termelés savasodási potenciál és eutrofizációs potenciál környezeti hatásparaméterei a mezőgazdasági melléktermékek feldolgozása esetén alacsonyabb értéket mutat, mint energianövények fermentálása esetén.**

Az életciklus-elemzés további környezeti hatásainak (savasodási potenciál és eutrofizációs potenciál) eredményeit a 45. táblázat mutatja.

45. táblázat A biometán-termelés savasodási potenciálja és eutrofizációs potenciálja

Üzemméret	SO <sub>2</sub> -ekvivalens g/MJ <sub>Hs</sub>	PO <sub>4</sub> -ekvivalens g/MJ <sub>Hs</sub>
<b>BGA300 0%</b>	0,144	0,096
<b>BGA300 10%</b>	0,417	0,171
<b>BGA300 20%</b>	0,432	0,174
<b>BGA300 30%</b>	0,564	0,207
<b>BGA400 0%</b>	0,148	0,101
<b>BGA400 10%</b>	0,289	0,133
<b>BGA400 20%</b>	0,425	0,161
<b>BGA400 30%</b>	0,423	0,155
<b>BGA500 0%</b>	0,147	0,099
<b>BGA500 10%</b>	0,306	0,130
<b>BGA500 20%</b>	0,416	0,163
<b>BGA500 30%</b>	0,517	0,190
<b>BGA750 0%</b>	0,148	0,098
<b>BGA750 10%</b>	0,293	0,131
<b>BGA750 20%</b>	0,391	0,148
<b>BGA750 30%</b>	0,524	0,179

A savasodási potenciál esetében az állati trágyát is feldolgozó biogázüzemek eredményeznek magasabb környezetterhelési értékeket. Ez arra vezethető vissza, hogy habár a növénytermesztésnek, azon belül is a diesel üzemanyag felhasználásából adódóan, nagyon magasak a kén-dioxid egyenértékben kimutatható kibocsátásai, addig a nagyobb mennyiségű állati trágya feldolgozása és az abból származó lebontási maradék kijuttatása során az egyes levegőbe jutott káros anyagok (13. táblázat) összesített savasodási potenciálja még nagyobb.

Az eutrofizációs potenciál a növénytermesztés esetén mutat alacsonyabb értéket. Ez a trágyák nitrogén tartalma miatt okozott nagyobb környezetterhelésre vezethető vissza. A magasabb energiatartalmú energianövény-hasznosítás kisebb lebontási maradék kijuttatást jelent, így csökkentve az eutrofizációs potenciál értékeit a trágyát is feldolgozó biogázüzemekhez képest.

A savasodási potenciál és eutrofizációs potenciál esetén is elmondható, hogy a trágyát is feldolgozó biogázüzemek 1 MJ megtermelt energiamennyiségére vetített környezeti hatás rosszabb, mint a csak energianövényt feldolgozó biogázüzemek esetében.

További három környezeti hatás számszerűsített értékeit tartalmazza a 46. táblázat.

**46. táblázat** A biometán-termelés sztratoszférikus ózonréteg-károsító és az abiotikus elemek elhasználódása környezeti hatásparaméterek értékei

Üzemméret	Sb-ekvivalens g/MJ <sub>Hs</sub>	R11-ekvivalens g/MJ <sub>Hs</sub>	Etilén-ekvivalens g/MJ <sub>Hs</sub>
BGA300 0%	2,447 * 10 <sup>-5</sup>	2,385 * 10 <sup>-6</sup>	0,00651
BGA300 10%	3,073 * 10 <sup>-5</sup>	2,981 * 10 <sup>-6</sup>	0,00819
BGA300 20%	3,050 * 10 <sup>-5</sup>	2,960 * 10 <sup>-6</sup>	0,00812
BGA300 30%	2,869 * 10 <sup>-5</sup>	2,990 * 10 <sup>-6</sup>	0,00746
BGA400 0%	2,646 * 10 <sup>-5</sup>	2,574 * 10 <sup>-6</sup>	0,00703
BGA400 10%	2,734 * 10 <sup>-5</sup>	2,624 * 10 <sup>-6</sup>	0,00736
BGA400 20%	2,715 * 10 <sup>-5</sup>	2,561 * 10 <sup>-6</sup>	0,00734
BGA400 30%	2,151 * 10 <sup>-5</sup>	2,242 * 10 <sup>-6</sup>	0,00559
BGA500 0%	2,596 * 10 <sup>-5</sup>	2,497 * 10 <sup>-6</sup>	0,00701
BGA500 10%	2,483 * 10 <sup>-5</sup>	2,345 * 10 <sup>-6</sup>	0,00673
BGA500 20%	2,868 * 10 <sup>-5</sup>	2,702 * 10 <sup>-6</sup>	0,00777
BGA500 30%	3,058 * 10 <sup>-5</sup>	2,888 * 10 <sup>-6</sup>	0,00824
BGA750 0%	2,617 * 10 <sup>-5</sup>	2,492 * 10 <sup>-6</sup>	0,00708
BGA750 10%	2,718 * 10 <sup>-5</sup>	2,545 * 10 <sup>-6</sup>	0,00738
BGA750 20%	2,619 * 10 <sup>-5</sup>	2,401 * 10 <sup>-6</sup>	0,00724
BGA750 30%	2,717 * 10 <sup>-5</sup>	2,457 * 10 <sup>-6</sup>	0,00757

A sztratoszférikus ózonréteg károsodása és az abiotikus elemek elhasználódása környezeti hatásvizsgálat esetén a biogázüzemek alig számszerűsíthető hatásokkal rendelkeznek, de ebben az esetben is kimutatható, hogy az állati trágyát is feldolgozó üzemek rosszabb mutatókkal rendelkeznek, mint a csak növényi alapanyagokat hasznosítók. A fotokémiai oxidáció esetén is nagyon alacsony értékeket kaptam, de itt is a trágyafeldolgozó üzemek eredményei voltak rosszabbak.

A mindösszesen 6 környezeti hatásparaméter vizsgálata esetén számszerűen kimutatható volt, hogy a globális felmelegedési potenciál (GWP<sub>100</sub> CO<sub>2</sub> egyenérték) kivételével az állati trágyát feldolgozó biogázüzemek környezeti hatásai rosszabbak a csak és kizárólag energianövényeket feldolgozó biogázüzemekkel összehasonlítva. Érdeemes megemlíteni, hogy minden egyes alapanyag bázis esetén a lebontási maradék szántóföldi kijuttatásakor a környezetbe kerülő emissziók miatt lettek az állati trágyát hasznosító üzemek károsabbak. Ezek az eredmények is jól mutatják, mennyire fontos a megfelelő trágya/lebontási maradék kijuttatási technológia, mivel ez a művelet okozza a legnagyobb emissziót a biogáz-termelés során.

## 5. Következtetések és javaslatok

A biogáz előállításához szinte mindenféle szerves anyag felhasználható, a céltudatosan termesztett energianövényektől fogva a mezőgazdasági termelés (növénytermesztés vagy állattartás) melléktermékeivel bezárólag. Ezek az alapanyagok elsősorban abban térnek el egymástól, hogy egységnyi tömegben különböző mennyiségű energia tárolódik és ennek megfelelően eltérő nagyságú biogáztermelési potenciállal lehet számolni. A magas energiasűrűségű energianövény szilázsok mellett a kisebb biogáz potenciált rejtő állati trágyák is bekerülhetnek a biogáztermelő üzemekbe. A magas szervesanyag tartalmú melléktermékek biogáztermelésre történő felhasználását számos alkalommal, pozitív környezeti hatásukra való hivatkozással, a termesztett energianövények biogáztermelésre történő hasznosítása elé helyezik – anélkül, hogy azok környezetre gyakorolt hatását ténylegesen vizsgálták volna.

A biogázból termelt villamosenergia-előállítás környezeti hatásait számos tanulmány vizsgálta, ezzel szemben a földgázminőségű biometán előállításának környezeti lábnyomát eddig csak nagyon kevesen számolták ki. Ezért elsődleges célom az volt, hogy Magyarországon kivitelezett biogázüzemek építési és üzemeltetési tapasztalatait felhasználva elkészítsem a különböző alapanyagokat felhasználó biogázüzemek ökológia lábnyomát és azokat a biometán-termelésre vonatkoztassam. Továbbá Magyarországon még csak kísérleti jelleggel sem működik a biometán földgázhálózatba történő betáplálása, így az életciklus-elemzésben kialakított biogázüzemek esetében gazdaságossági vizsgálatokat végeztem a megtermelt biometán önköltségi árának meghatározása érdekében. A kapott eredmények alapján egy lehetséges biometán kötelező átvételi árstruktúrarendszerre is javaslatot tettem, melynek áraival a már kialakított biogázüzemi modellek gazdaságosságát újraszámoltam.

Az elért eredmények (környezeti hatások és gazdaságossági mutatók) lehetővé teszik a biogáztermelés és biometán-előállítás elhelyezését a környezetpolitikai célok között.

### 5.1 Következtetések

Az összehasonlíthatóság érdekében a vizsgált biogázüzemi modelleket úgy állítottam össze, hogy a földgázelosztó hálózat technikai paramétereinek figyelembevételével gazdaságossági szempontból vizsgálhatóak a 300-750 Nm<sup>3</sup>/h kapacitású biogázüzemek, mind energianövény és energianövény + állati trágya alapon. Az egyes modellüzemek közötti legfőbb



különbség a felhasznált alapanyag-összetételben van: kizárólag energianövényt, trágya és energianövény keverékét hasznosító üzemek kivitelezési és üzemeltetés adatai kerülnek összehasonlításra. A trágya a teljes energiatermelésben 10, 20 és 30%-ban vesz részt, nem pedig a feldolgozott alapanyagok mennyiségén belül. A korábban már részletezett üzemméretek és alapanyag-összetételek alapján 16 különböző biogázüzemre végeztem gazdaságossági vizsgálatot.

A 20 éves életciklus-elemzés során az egyik alapvető kérdés az volt, hogy a megtermelt biometán egy funkcionális egységére vetítve a környezeti mutatók alapján milyen hatással rendelkezik. Érvelhetünk-e a jobb környezeti hatás miatt a magasabb biometán-előállítási költségek mellett és így a drágább energiahordozó használatáért? A környezeti hatások alapján érdemes-e a pusztán energianövény alapú biogázüzemekben megtermelt energia kötelező átvételi rendszerből való kizárása mellett dönteni?

A rendelkezésemre álló üzemeltetési adatokból extrapolációval külön kiszámításra került az egyes vizsgált kiserőművek teljes villamos energia önfogyasztásának nagysága. A kalkulált villamosenergia-fogyasztás a 6,93 – 9,31%-os értékeivel a Németországban vizsgált üzemek adataival mutat hasonlóságot (Gemmecke, 2009). Az egyre növekvő hulladék (trágya) felhasználás az egyes üzemek saját villamosenergia fogyasztását egyre nagyobb mértékben növeli – ugyanazon biometán-termelő kapacitás esetén 300 Nm<sup>3</sup>/h biogáztisztítási kapacitással számolva a 30%-ban trágyát hasznosító üzem 27%-kal több villamosenergia-mennyiséget használ fel, mint a csak energianövényes üzem. Ez rámutat arra, hogy a sokak által fontos összehasonlítási paraméternek szánt saját villamosenergia-fogyasztás nagysága nem mérvadó azonos beépített teljesítmény esetén, a fogyasztás sokkal inkább attól függ, hogy milyen alapanyagokból kerül előállításra a biogáz. A legnagyobb, 750 Nm<sup>3</sup>/h biogáztisztítási kapacitású üzemek voltak villamosenergia-fogyasztás szempontjából a leghatékonyabbak. Ezen paraméter alapján érdemes a nagyobb gáztisztító üzemek kialakítását előnyben részesíteni.

A különböző alapanyagbázisra épülő biogázüzemek környezeti hasznosságára vonatkozóan csak a CO<sub>2</sub> mérleg alapján nem lehet messzemenő következtetéseket levonni. A biogáztermelési technológia környezetre gyakorolt hatásait más mérőszámokban is meg kell adni. Több lehetséges paraméter közül a biometán-termelés esetén fűtőértékre (MJ<sub>Hs</sub>) számítottam ki az egyes környezeti hatásparamétereket: szén-dioxid ekvivalens g/MJ<sub>Hs</sub> dimenzióban, a savasodási pontenciált SO<sub>2</sub>-ekvivalens g/MJ<sub>Hs</sub> mértékegységgel, eutrofizációs pontenciált PO<sub>4</sub>-ekvivalens g/MJ<sub>Hs</sub>, a sztratoszférikus ózonréteg károsodása R11-ekvivalens

$\text{g/MJ}_{\text{H}_s}$ , a fotokémiai oxidáció etilén-ekvivalens  $\text{g/MJ}_{\text{H}_s}$ , míg az abiotikus elemek felhasználódása Sb-ekvivalens  $\text{g/MJ}_{\text{H}_s}$  értékben fejezik ki.

Az egyes biometán-termelő üzemek 20 éves életciklusa során megtermelt, a földgázminőségű biometánban lévő nettó energiamennyiség (MJ-ban kifejezve) alapján lehet további következtetéseket levonni arról, hogy a különböző alapanyagbázisok milyen környezeti hatással rendelkeznek.

A 42. táblázat értékei alapján elmondható, hogy a teljes nyers biogáz energiamennyiségének 25,56-33,67%-a szükséges ahhoz, hogy a földgázhálózatba betáplálható biometánt megtermelhessük. A legkisebb fajlagos energiafelhasználással a csak energianövényeket feldolgozó biogázüzemek rendelkeznek. Ez a kevesebb éves szinten megmozgatott alapanyag-mennyiség miatt, ill. a kisebb fermentor méretek és az ezek által biztosított alacsonyabb villamosenergia-fogyasztás és a fűtésre használt kevesebb biogázmennyiség okozza. Érdeemes megjegyezni, hogy a  $400 \text{ Nm}^3/\text{h}$  tisztítási kapacitástól kezdődően az energiafelhasználás csökken.

1 MJ biometán előállításához 1,266-1,353 MJ nyers biogázt kellett felhasználni (43. táblázat). Összehasonlításként, a villamosenergia-termelő biogázüzemek esetében ez az érték 9,6% és 14,05% (Fuchsz and Kohlheb, 2014). Az eredmények jól mutatják, hogy a kisebb energiasűrűséget (állati trágyát) feldolgozó üzemek energetikai szempontból nézve rosszabb hatásfokkal dolgoznak, mint a magasabb energiasűrűségű energianövényt hasznosító üzemek. Ezt a hátrányt a nagyobb méretű gáztisztító kapacitással rendelkező üzemek valamelyest képesek kompenzálni, de kimagaslóan jobb értékeket nem érnek el. Mindazonáltal a tényleges különbség annyira marginális, hogy a teljes energiafelhasználást (hő- és villamos energia) alapul véve egyértelműen nem lehet kijelenteni, hogy a trágyát feldolgozó üzemeket nem érdemes támogatásban részesíteni.

A 44. táblázat eredményei alapján látható, hogy a biometán-termelés alacsony széndioxid-kibocsátással rendelkezik  $-20,78 - 68,16 \text{ g CO}_2 \text{ eq/MJ}_{\text{H}_s}$ . A földgáz esetében a szakirodalom nagyon tág tartományban,  $56-114 \text{ g CO}_2 \text{ eq/MJ}_{\text{H}_s}$  adja meg a földgáz-termelés ökológiai lábnyomát (Burnham et al., 2012; Howarth et al., 2011; Hultman et al., 2011; Jiang et al., 2011; Stamford and Azapagic, 2014; Stephenson et al., 2011; Weber and Clavin, 2012). Ezen adat ismerete alapján elmondható, hogy a lokálisan előállított biometán 1 MJ energiatartalma környezetkímélőbb, mint a földgáz használata.

A mindösszesen 6 környezeti hatásparaméter vizsgálata esetén számszerűen kimutatható volt, hogy a globális felmelegedési potenciál ( $\text{GWP}_{100} \text{ CO}_2$  egyenérték) kivételével az állati

trágyát feldolgozó biogázüzemek környezeti hatásai rosszabbak, a csak és kizárólag energianövényeket feldolgozó biogázüzemekkel összehasonlítva.

Érdemes megemlíteni, hogy minden egyes alapanyagbázis esetén a lebontási maradék szántóföldi kijuttatásakor a környezetbe kerülő emissziók miatt lettek az állati trágyát hasznosító üzemek károsabbak.

A gazdaságossági számításokban cashflow alapon történt a nettó jelenérték kiszámítása úgy, hogy a számított biometán átvételi ár alkalmazásával a beruházás NPV értéke 0 HUF-ra jöjjön ki. Érdekeség, hogy a magasabb leszámítolási kamatláb (8,78%) a legtöbb esetben, függetlenül az önerő vagy a beruházási támogatás nagyságától már az első-második évben pozitív eredményt biztosított a vizsgált beruházási módozatoknak. Az alacsony leszámítolási kamatláb esetén (4,64% és 4,91%), szinte mindegyik vizsgált beruházás esetén 6-8 éves időtartamban negatív cashflow-t eredményeztek a számítások.

Német szakirodalmi adatok alapján (Beil et al., 2012) a 300-500 Nm<sup>3</sup>/h nyers biogázt feldolgozó biometán-termelő üzemek esetében a végtermék gáz önköltségi ára 8,3 cent/kWh H<sub>2</sub> (2,3055 cent/MJ H<sub>2</sub>), ami kb. 6,92 HUF/MJ H<sub>2</sub> értéknek felel meg. A német tanulmány önköltségszámítási módszere az általam elvégzett, beruházási támogatás nélküli, 8 éves hitelfizetési idővel végzett gazdasági számításnak felel meg. Mindkét számítás esetén az elosztóhálózati betáplálás miatti szállítási forgalmi díj költségnem a betáplálót illeti meg.

A vizsgált beruházási lehetőségek közül minden esetben az alapanyag beszerzési ára határozza meg, hogy a megtermelt biometán mekkora költséggel állítható elő. Abban az esetben, ha az energianövény 10 000 HUF/t költséggel kerül felszámításra és a megvalósítás vissza nem térítendő beruházási támogatással valósul meg, a nagyobb beruházási költség ellenére a mezőgazdasági hulladékokat feldolgozó biogázüzemben termelt biometán önköltségi ára alacsonyabb, mint a csak energianövényt feldolgozó biogázüzem esetében. Ha az energianövény ára 5000 HUF/t értékre csökken, akkor a csak energianövényeket feldolgozó üzemek biometán önköltségi ára minimálisan lesz magasabb a trágyát is feldolgozó üzemek árával szemben. Ez elsősorban azzal magyarázható, hogy a legnagyobb éves változó költséget az alapanyagok jelentik. Ugyanazon gáztermelő kapacitáshoz viszont magasabb beruházási és üzemeltetési költségek (villamos energia, gépek amortizációja és karbantartása) kapcsolódik a növekvő trágyamennyiséggel. Így a kétféle alapanyag bázisú üzem között nagy mértékben csökken a végtermék önköltségi ára közötti különbség.

A 37. táblázat egy a gazdaságossági számítások önköltségi árai alapján számított lehetséges kötelező átvételi árrendszerstruktúrát mutat be, vissza nem térítendő beruházási

támogatás nélkül. A 38. táblázat vissza nem térítendő beruházási támogatással megvalósult biogázüzemek esetén használható biometán átvételi árrendszert mutat be. A kétféle betáplálási ár közötti különbség nem számottevően nagy (13,3%-15,6%), így a vissza nem térítendő beruházási támogatásos rendszer létjogosultsága kérdéses.

A 40. táblázat és a 41. táblázat adatai alapján elmondható, hogy az általam javasolt biometán kötelező átvételi árak alkalmazása a magas természetett energianövényárak mellett nem megtérülő beruházásokat eredményeznének. A nagyon alacsony energianövényár esetében viszont az összes esetben a csak energianövényekkel dolgozó biogázüzemek megtérülési mutatói majdnem azonosak vagy jobbak, mint a trágyát is használó üzemek esetén. Ezért környezetpolitikai cél lehet egy biometán-termelést támogató rendszer kialakítása esetén a csak energianövényt feldolgozó üzemek kizárása a rendszerből.

## **5.2 Javaslatok**

A GaBI 6.0 programmal végzett életcikluselemzés-számítás eredményei alapján az alacsony energiasűrűségű mezőgazdasági melléktermékeket feldolgozó biogázüzemek üvegházhatású károsanyag kibocsátása a teljes életciklusra vetítve jobbak, mint a csak energianövényt feldolgozó biogázüzemeké. Az összes többi környezeti hatásparaméter esetén az energianövényes üzemek kimagaslóan jobb eredményeket mutatnak, mint a trágyát is felhasználó üzemek. Mivel jelen pillanatban mind az Európai Unió, mind nemzetközi környezetpolitikai szinten elsődleges cél a szén-dioxid egyenértékben kifejezett emissziók (üvegházhatású gázkibocsátás) csökkentése, a trágya biogáztermelésben való hasznosításának ösztönzése előnyt élvez a csak energianövény alapú biometán-termeléssel szemben. A legtöbb károsanyag-kibocsátás a lebontási maradék szántóföldi kihordásából adódik, fontos olyan technológiák kifejlesztése, melyek ezen emissziókat hatásosan képesek csökkenteni.

A biogázüzemek teljes energiafelhasználását a végtermék nettó energia mennyiségére vonatkoztatva az látható, hogy a villamosenergia-termelő üzemek alacsonyabb energiafelhasználás mellett tudnak energiát előállítani, mint a biometán-termelő üzemek. Így a környezetpolitikai célok meghatározásakor, érdemes ezt a típusú energiatermelési módot előnyben részesíteni a biometán-termeléssel szemben.

A biometántermelés gazdaságossági vizsgálatai jól mutatják, hogy a jelenlegi feltételek mellett a biometán 1 MJ-ra vetített költsége csak minimálisan magasabb, mint az import földgáz ára, amennyiben a biogáztermelésben nagyobb mennyiségű állati trágya kerül felhasználásra. Az általam kialakított kötelező átvételi tarifarendszer árainak alkalmazásával vizsgált üzemi gazdaságossági számítások azt mutatják, hogy a vissza nem térítendő beruházási támogatások a csak energianövényt alkalmazó biogázüzemek kivitelezése felé terelik a beruházókat a jobb megtérülési mutatók miatt. Amennyiben a mezőgazdasági hulladékok hasznosításának irányába kíván a környezetpolitika elmozdulni, érdemes kizárni a csak energianövényt feldolgozó biogázüzemeket egy magasabb, garantált átvételi áras rendszerből. Megoldás lehet egy még alacsonyabb, garantált átvételi ár biztosítása.

Összességében véve elmondható, hogy a számos biogáztermelő üzemi modell vizsgálatával sem lehetett olyan alacsony biometán árat elérni, ami versenyképes lenne akár csak az import földgáz árával is. Az import földgáz ára a legrosszabb esetben is 2,873 HUF/MJ értéket mutatna, ami még mindig majdnem 1 HUF-fal alacsonyabb, mint az általam számított, beruházási támogatásban nem részesülő legnagyobb biogázüzemben előállított biometán ára (3,777 HUF/MJ). Ezek az értékek jól mutatják, hogy a biometán-termelés optimális megvalósítási körülmények között is egy igen drága energiaforrás, ami a földgázhoz képest környezeti előnyökkel tud felmutatni, azonban ezen előnyök a magyarországi árérzékeny lakossági fogyasztói réteg esetén nehezen érvényesíthetőek.

Amennyiben fontos, hogy a társadalom energiaigényét részben megújuló forrásból fedezzük, a biometán-termelés a lakossági földgáz-felhasználás 5%-ban használható minimális költségnövekedéssel. Ennél nagyobb részarány a végfelhasználói ár túlzott mértékű növekedése, ill. az elosztóhálózati szolgáltatott földgáz minőségi paramétereinek megváltozása miatt nem javasolt.

## 6. Összefoglalás

A megújuló energiaforrások közül kevésbé ismert a biogáztermelés. A széles alapanyag bázisa miatt az egyik olyan megújuló energiaforrás, ami a külső környezeti elemektől függetlenül képes akár zsinóráram vagy földgázminőségű biometán-termelésre. A biogáztermelő beruházások nagy költségintenzitásuk miatt környezetpolitikai ösztönzők (beruházási támogatás és/vagy kötelező átvételi ár a megtermelt energiára) nélkül nem minden esetben életképesek.

A mezőgazdasági eredetű alapanyagokat feldolgozó biogázüzemek száma Németországban 2012-ben 7874-re nőtt, míg a beépített villamosenergia-teljesítmény 3384 MW<sub>el</sub> volt (Fachverband Biogas e.V., 2012). Magyarországon 2011-ben 31 volt az üzemek száma és 28,46 MW<sub>el</sub> beépített teljesítménnyel rendelkezett a hazai termelés (Magyar Energia Hivatal, 2012), 2012-ben és 2013-ban számottevő új termelő kapacitás nem létesült. Az 1000 főre jutó beépített kapacitás Magyarországon így 2,84 kW, míg ugyanez az érték Németországban 41,39 kW.

A doktori értekezés fő célja egy objektív alapokon nyugvó, számszerűsített, a környezetre gyakorolt hatások kiszámítása mellett a biometán-termelés gazdaságossági vizsgálatát lehetővé tevő modell kialakítása volt. A kapott eredmények segítségével összehasonlíthatóvá válik a különböző alapanyagokra épülő biogáztermelő kapacitások környezeti hatásai a földgáztermeléshez képest. A gazdaságossági számítások eredményeképpen meghatározható a biometán-termelés ára különböző alapanyag-összetétel és ár mellett. Ezek alapján már eldönthető, hogy a környezetpolitikai célok mentén érdemes-e a biogáztermelést, azon belül is a biometán-előállítást támogatni, ha igen, akkor annak mely típusait.

A tanulmány a biogáztermelést magyarországi körülmények között vizsgálata. Ennek érdekében hazai biogáztermelői beruházások kivitelezési és üzemeltetési adatai kerültek felhasználásra. A megtermelt biogáz további hasznosításának vizsgált módja földgázminőségű biometán előállítása és földgázhálózatba történő betáplálása. A lehető legjobb megtérülési mutatók elérése érdekében a melegebb nyári napokon is 100%-os kapacitáson érdemes üzemeltetni a biogáztisztító berendezést, ezért ennek kapacitását az adott elosztóhálózati szakasz nyári minimum fogyasztása alapján kell pozicionálni. Az FGSZ Zrt. szabadon hozzáférhető földgázhálózati adataink felhasználásával (FGSZ Zrt., 2015a), 266 gázátadó állomás adatai alapján a gázátadó állomásonkénti medián nyári minimum órás gázfogyasztás nagysága kb. 3.717 m<sup>3</sup>/h. Szunyog vizsgálta a földgázba cseregázként bekeverhető, propán bekeverése nélküli

biogáz nagyságát a földgáz minőségi változása nélkül, melynek nagyságát 5-10% között adta meg (Szunyog, 2009). A biometán-termelés költségeinek minimális szinten való tartása érdekében munkám során cseregáztermeléssel számoltam. Ez alapján 180-370 Nm<sup>3</sup>/h biometántermelés a hazai körülmények között az optimális, természetesen megvalósítási helyszíntől függően. Ezért 300, 400, 500 és 750 Nm<sup>3</sup>/h nyers biogáz termelő kapacitású modellüzemeket hoztam létre. Az egyes modellüzemek közötti legfőbb különbség a felhasznált alapanyag összetételben van: csak energianövény, trágya és energianövény-keveréket hasznosító üzemek adatai kerültek összehasonlításra. A biogáztermelésben felhasznált trágya mennyisége a teljes energiatermelés 10, 20 és 30%-át adja. Ennek megfelelően mindösszesen 16 modellüzemre végeztem el a számításokat. A modellüzemek fiktív üzemek, kialakításuk optimális méretezéssel történt, a jelenleg érvényes magyar jogszabályok szerint.

Az egyes modellüzemek életciklus-elemzése (LCA – Life Cycle Assessment) a DIN EN ISO 14044:2006 szabvány alapján készült el. Az életciklusleltár (LCI – Life Cycle Inventory) kialakítása során több, Magyarországon megépített biogázüzem tényleges anyag és energia áramait vettem figyelembe. Ez magába foglalja a kivitelezés és üzemeltetés, alapanyag-ellátás adatait is. A kapott adatok kiértékelése a GaBi 6 életciklus-elemző szoftver és a hozzákapcsolt EcoInvent 3.0 adatbázis felhasználásával történt.

A biogáztermelési technológia környezetre gyakorolt hatásait mérőszámokban is meg kell adni. Több lehetséges paraméter közül a biometán-termelés esetén fűtőértékre (MJ<sub>H<sub>s</sub></sub>) számítottam ki az egyes környezeti hatásparamétereket. A biogáztermelés környezeti hatásait szén-dioxid ekvivalens g/MJ<sub>H<sub>s</sub></sub> dimenzióban, a savasodási pontenciált SO<sub>2</sub>-ekvivalens g/MJ<sub>H<sub>s</sub></sub> mértékegységgel, eutrofizációs potenciált PO<sub>4</sub>-ekvivalens g/MJ<sub>H<sub>s</sub></sub>, a sztratoszférikus ózonréteg károsodása R11-ekvivalens g/MJ<sub>H<sub>s</sub></sub>, a fotokémiai oxidáció etilén-ekvivalens g/MJ<sub>H<sub>s</sub></sub>, míg az abiotikus elemek elhasználódása Sb-ekvivalens g/MJ<sub>H<sub>s</sub></sub> értékben fejeztem ki.

1 MJ biometán előállításához 1,266-1,353 MJ nyers biogázt kellett felhasználni (43. táblázat). Összehasonlításként, a villamosenergiatermelő biogázüzemek esetében ez az érték 9,6% és 14,05% (Fuchsz and Kohlheb, 2014). Az eredmények jól mutatják, hogy a kisebb energiasűrűséget (állati trágyát) feldolgozó üzemek fermentációs szakaszai energetikai szempontból nézve rosszabb határfokkal dolgoznak, mint a magasabb energiasűrűségű energianövényt hasznosító üzemek (19. táblázat). A 750 Nm<sup>3</sup>/h biogáztisztító kapacitású modellüzemek kivételével a kisebb üzemek esetében a trágyafelhasználás növekedésével a teljes villamosenergia-felhasználáson belül növekszik a fermentációs szakasz fogyasztása. Ezzel szemben a gáztisztítás energiafelhasználása csökken, mivel a nagyobb trágyamennyiség a végtermékgázban magasabb metántartalmat eredményez, ami miatt kisebb gázmennyiség

tisztításával lehet ugyanazt a végtermék energiamennyiséget elérni. Mindazonáltal az egyes modellüzemméretek és alapanyag-összetételek energifelhasználása között a tényleges különbség annyira marginális, hogy a teljes energiafelhasználást (hő- és villamos energia) alapul véve egyértelműen nem lehet kijelenteni, hogy a trágyát feldolgozó üzemeket nem érdemes támogatásban részesíteni rossz energetikai hatásfokuk miatt.

A 44. táblázat eredményei alapján látható, hogy a biometán-termelés alacsony szén-dioxid-kibocsátással rendelkezik  $-20,78 - 68,16 \text{ g CO}_2 \text{ eq/MJ}_{\text{HS}}$ . Érdemes megemlíteni, hogy a gáztisztító üzem méretének növekedésével ez az érték nő, míg a feldolgozott alapanyagokon belül a trágya mennyiségének növekedésével az egységnyi megtermelt energiatartalomra vetített  $\text{CO}_2 \text{ eq}$  mennyisége csökken.

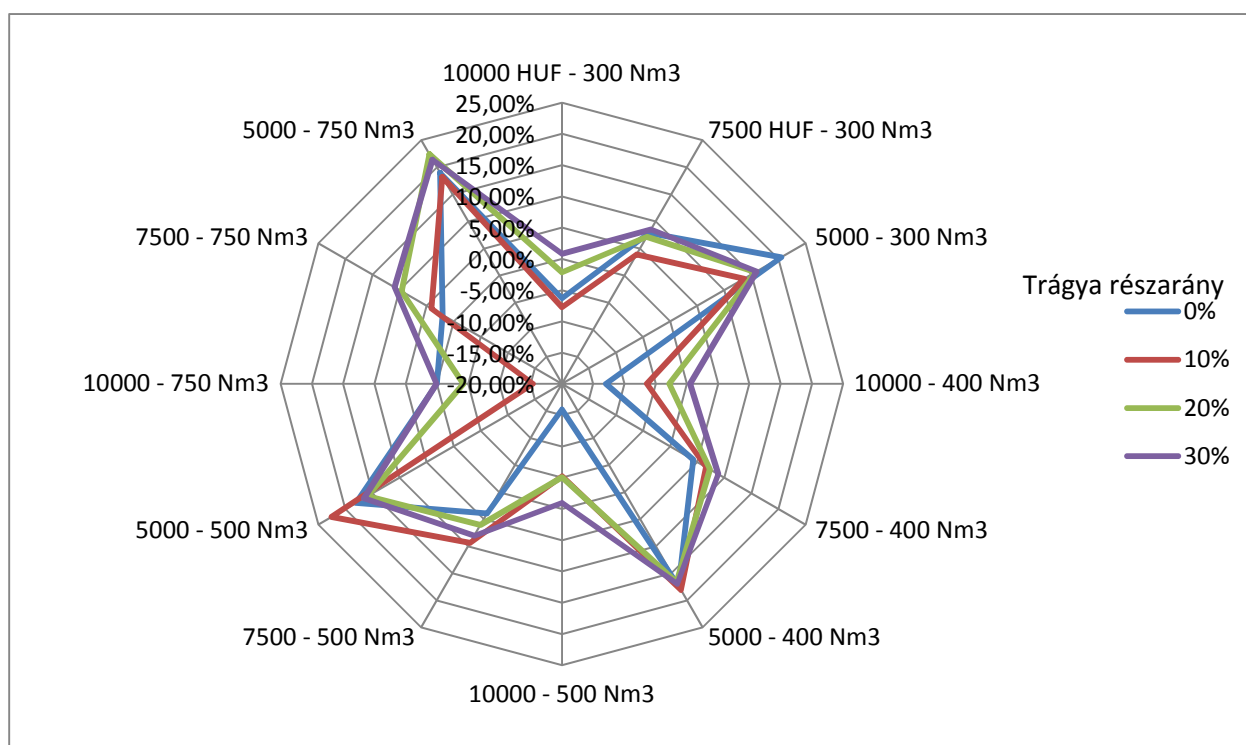
A földgáz esetében a szakirodalom nagyon tág tartományban,  $56-114 \text{ g CO}_2 \text{ eq/MJ}_{\text{HS}}$  adja meg a földgáztermelés ökológiai lábnyomát (Burnham et al., 2012; Howarth et al., 2011; Hultman et al., 2011; Jiang et al., 2011; Stamford and Azapagic, 2014; Stephenson et al., 2011; Weber and Clavin, 2012). Ebből látszik, hogy a legtöbb esetben a biometán-termelés és előállítás környezeti hatása alacsonyabb, mint a földgázé. Ha figyelembe vesszük a földgáz égetése során a környezetbe jutó  $\text{CO}_2$  mennyiségét  $- 54,16 \text{ g/MJ}$  (saját számítás) –, abban az esetben a biometán-termelés mindenféleképpen környezetkímélőbb, mint a földgáz használata. További érdekes összehasonlítási alapot jelent az orosz földgázszállításból eredő szén-dioxid-kibocsátás értékének a vizsgálata (Lechtenbömer, 2005), mivel a Magyarországon is felhasznált földgáz nagyobbik része Oroszországból érkezik. Lechtenbömer alapján  $13,4 \text{ g CO}_2 \text{ eq/MJ}_{\text{HS}}$  az orosz földgáz német határig történő szállításából eredő szén-dioxid emisszió. Ezen adat ismerete alapján elmondható, hogy a lokálisan előállított biometán  $1 \text{ MJ}$  energiatartalma környezetkímélőbb, mint a földgáz használata.

A mindösszesen 6 környezeti hatásparaméter vizsgálata esetén számszerűen kimutatható volt, hogy a globális felmelegedési potenciál ( $\text{GWP}_{100} \text{ CO}_2$  egyenérték) kivételével az állati trágyát feldolgozó biogázüzemek környezeti hatásai rosszabbak a csak és kizárólag energianövényeket feldolgozó biogázüzemekkel összehasonlítva. Érdemes megemlíteni, hogy minden egyes alapanyagbázis esetén a lebontási maradék szántóföldi kijuttatásakor a környezetbe kerülő emissziók miatt lettek az állati trágyát hasznosító üzemek károsabbak. Ezek az eredmények is jól mutatják, mennyire fontos a megfelelő trágya/lebontási maradék kijuttatási technológia, mivel ez a művelet okozza a legnagyobb emissziót a biogáztermelés során.

A gazdaságossági számításokban cashflow alapon történt a nettó jelenérték kiszámítása úgy, hogy a számított biometán átvételi ár alkalmazásával a beruházás NPV értéke  $0 \text{ HUF}$ -ra jöjjön ki. Érdekeség, hogy a magasabb leszámítolási kamatláb ( $8,78\%$ ) a legtöbb esetben,

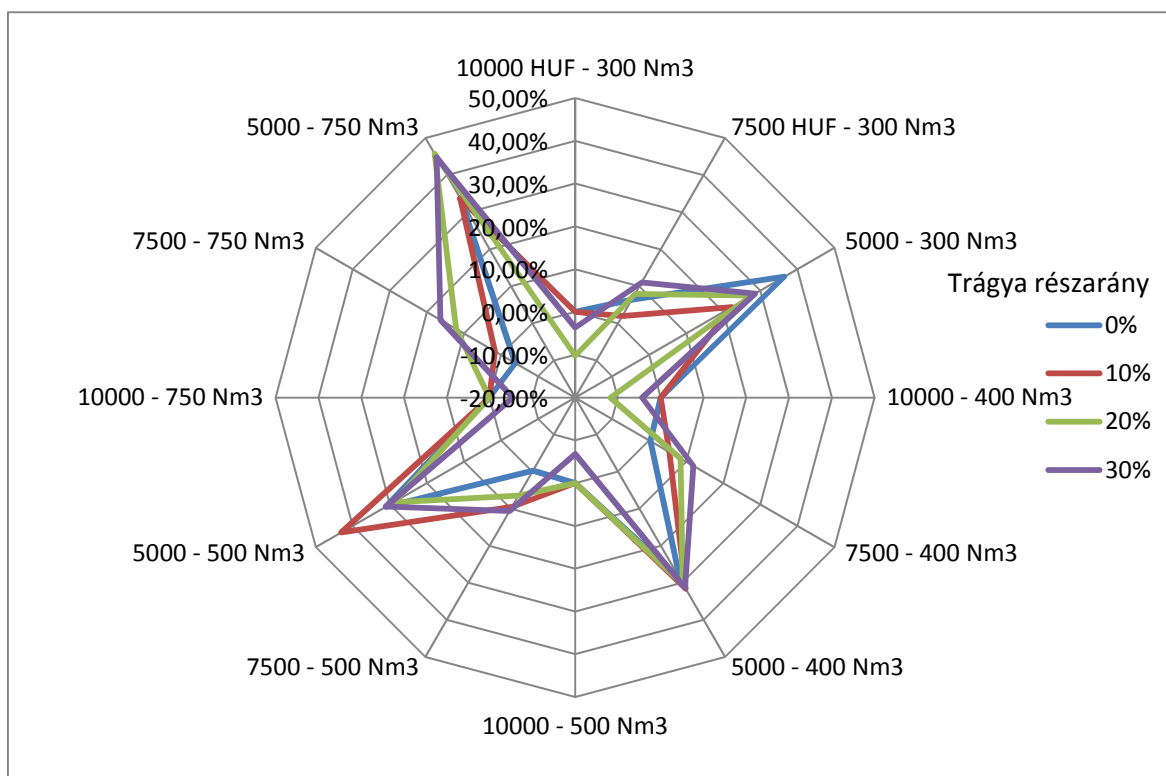


függetlenül az önerő vagy a beruházási támogatás nagyságától már az első-második évben pozitív eredményt biztosított a vizsgált beruházási módzatoknak. Az alacsony leszámítolási kamatláb esetén (4,64% és 4,91%), szinte mindegyik vizsgált beruházás esetén 6-8 éves időtartamban negatív cashflow-t eredményeztek a számítások. A biometán önköltségi árakat háromféle leszámítolási kamatlábbal, vissza nem térítendő beruházási támogatással vagy a nélkül történő megvalósításban vizsgáltam. Ennek eredményeképpen mindösszesen 196 féle változatban számoltam ki egy lehetséges biometán kötelező átvételi rendszer alapjául szolgáló betáplálási árakat.



8. ábra A biometán -termelés belső megtérülési rátája (IRR) vissza nem térítendő támogatás nélküli esetben

A 37. táblázat és a 38. táblázat adatai az általam számított lehetséges kötelező átvételi biometán árat mutatnak. Ezen értékeket visszahelyettesíttem a biometán önköltségi árat számító táblázatokba, annak ellenőrzésére, hogy az adott modellüzem milyen gazdaságossági mutatókkal rendelkezne a javasolt átvételi rendszerben. Ennek a visszahelyettesítésnek az eredményeit tartalmazza a 40. táblázat és a 41. táblázat, valamint a 8. ábra és a 9. ábra. Ezen értékek alapján elmondható, hogy az általam javasolt biometán kötelező átvételi árak alkalmazása a magas természetű energianövény -árak mellett nem megtérülő beruházásokat eredményeznének.



9. ábra A biometán-termelés belső megtérülési rátája (IRR) vissza nem térítendő támogatás esetén

A nagyon alacsony energianövény-ár esetében viszont az összes esetben a csak energianövényekkel dolgozó biogázüzemek megtérülési mutatói majdnem azonosak vagy jobbak, mint a trágyát is használó üzemek esetén. Ezért környezetpolitikai cél lehet egy biometán-termelést támogató rendszer kialakítása esetén a csak energianövényt feldolgozó üzemek kizárása a rendszerből és egy legalább 10%-ot a teljes éves energiatermelésből kitevő trágya vagy egyéb ipari, mezőgazdasági melléktermék-felhasználást előírni.

Az életciklus-elemzésnek köszönhetően a kutatásnak további eredményei is vannak: mivel a legtöbb károsanyag-kibocsátás a lebontási maradék szántóföldi kihordásából adódik, fontos olyan technológiák kifejlesztése, melyek ezen emissziókat hatásosan képesek csökkenteni. A biogázüzemek teljes energiafelhasználását a végtermék nettó energia mennyiségére vonatkoztatva az látható, hogy a villamosenergiatermelő üzemek alacsonyabb energiafelhasználás mellett tudnak energiát előállítani. Így a környezetpolitikai célok meghatározásakor, érdemes ezt a típusú energiatermelési módot előnyben részesíteni a biometán-termeléssel szemben. A biometán-előállítás minden vizsgált üzemtípus esetében a földgáznál alacsonyabb környezetterhelést produkált az üvegházhatású gázok esetén.

Ezek az értékek jól mutatják, hogy a biometán-termelés optimális megvalósítási körülmények között is egy igen drága energiaforrás, ami a földgázhoz képest környezeti előnyökkel tud felmutatni, azonban ezen előnyök a magyarországi árérzékeny lakossági fogyasztói réteg esetén nehezen érvényesíthetőek. Amennyiben fontos, hogy a társadalom energiaigényét részben megújuló forrásból fedezzük, a biometán-termelés a lakossági földgázfelhasználás 5%-ban használható minimális költségnövekedéssel. Ennél nagyobb részarány a végfelhasználói ár túlzott mértékű növekedése, ill. az elosztóhálózati szolgáltatott földgáz minőségi paramétereinek előnytelen megváltozása miatt nem javasolt.

## 7. Summary of the Ph.D. Thesis

The production of biogas is a less known renewable energy source. Due to the wide range of raw material basis, biogas is one of the renewable energy sources that is independent of external environmental elements (wind, sunshine) and can be used to produce base load electricity or natural gas quality bio-methane. Because of the large investments costs of the biogas production facilities these can not be feasible without incentives (investment subsidy and/or feed-in tariff) .

The number of the agricultural raw materials processing biogas plants in Germany increased to 7874 in 2012, while the built-in electricity output was 3384 MWe1 (Fachverband Biogas eV, 2012). Meanwhile in Hungary there were only 31 agricultural biogas plants and the installed capacity was 28,46 MWe1 (Hungarian Energy Office, 2012). In 2012 and 2013, significant new biogas production capacity was not established in Hungary. The installed capacity related to 1000 inhabitant in Hungary is 2,84 kW, while the same value in Germany is 41,39 kW.

The main aim of the thesis was to develop an objective-based quantitative model to calculate the environmental effects of the biogas production. The results will help to compare the environmental effects of different biogas production capacities, based on different raw materials, to fossil fuel based electricity power plants or to the natural gas production and delivery. Based on these environmental effects, it is possible to choose which biogas utilization should be supported, based on environmental policies.

The study examined the biogas production under hungarian conditions. To reach this, constructional and operational data of domestic biogas power plant investments were used.

The further investigated utilization of the produced biogas was the production of natural gas quality biomethane and fed into the low pressure local natural gas distribution network. To achieve the best possible return of investment indicators, in the warmer summer days at 100% capacity should operate the biogas upgrading unit. Therefore the maximum hourly biogas production should be positioned above the minimal summer hourly consumption capacity of a given natural gas distribution network section of the biomethane feed-in point. Using the FGSZ Zrt. freely available data of the natural gas network transfer stations (FGSZ Zrt. 2015), examined a total of 266 gas transfer stations minimum hourly gas consumption in summer, the per hour

median size of natural gas consumption is approx. 3,717 m<sup>3</sup>/h. Szunyog examined the natural gas exchange rate in percent against biomethane without mixing propane in the product gas without quality change of the natural gas in the given gas grid segment, which was the size of a 5-10% (Szunyog, 2009). To maintain a minimum level of biomethane production costs during my work, the biomethane was taken into account as an exchange gas – maximum of 5-10% of the whole natural gas amount in the transport grid. Based on this value 180 to 370 Nm<sup>3</sup>/h of biomethane production is feasible under Hungarian circumstances, depending on the optimal implementation of the location of the gas transfer station. Therefore, I used in my study 300, 400, 500 and 750 Nm<sup>3</sup>/h raw biogas upgrading capacity model plants. The main difference between the various model plants are the composition of the raw materials used in the biogas production: only energy plants (maize silage), manure and energy plants mixture were compared. The amount of manure and slurry used in the production of biogas gives 10, 20 and 30% of the total energy production, respectively. I carried out a feasibility calculation a total of 16 model biogas plants. The model plants are fictitious, construction with optimal sizing, according to the current Hungarian legislation.

Each model AD plant's life cycle analysis (LCA - Life Cycle Assessment) was prepared on the basis of the standard DIN EN ISO 14044:2006. The life cycle inventory (LCI) based on biogas plants built in Hungary, the energy and mass flows were logged locally on AD plants in operation on a similar substrate mix basis. These data includes all materials of the installation, construction and operation of biogas plants. The evaluation of the data obtained in the GaBi 6 life cycle analysis software with the use of the ecoinvent 3.0 database.

The environmental impacts of the biogas production technology should also be given in common values. Among several possible parameters of the biomethane production, the calorific value (MJHs) was chosen as a functional unit (FU). The evaluated environmental impact factors of the biogas production are following: carbon dioxide equivalent g / MJHs, acidification potential in SO<sub>2</sub> equivalent g / MJHs, eutrophication potential PO<sub>4</sub>-equivalent g / MJHs, damage of the stratospheric ozone layer R11-equivalent g / MJHs, photochemical oxidation of ethylene equivalent g / MJHs, and the wear and tear of abiotic elements as Sb-equivalent g / MJHs.

For the production of 1 MJ biomethane was used 1.266 to 1.353 MJ (Table 43) raw biogas. By comparison, in the case of electricity generating biogas plants, this value is 9.6% and 14.05% (Fuchsz and Kohlheb, 2014). The results show that the lower energy density (livestock manure and slurry) processing AD plants regarding energy efficiency work worse than higher

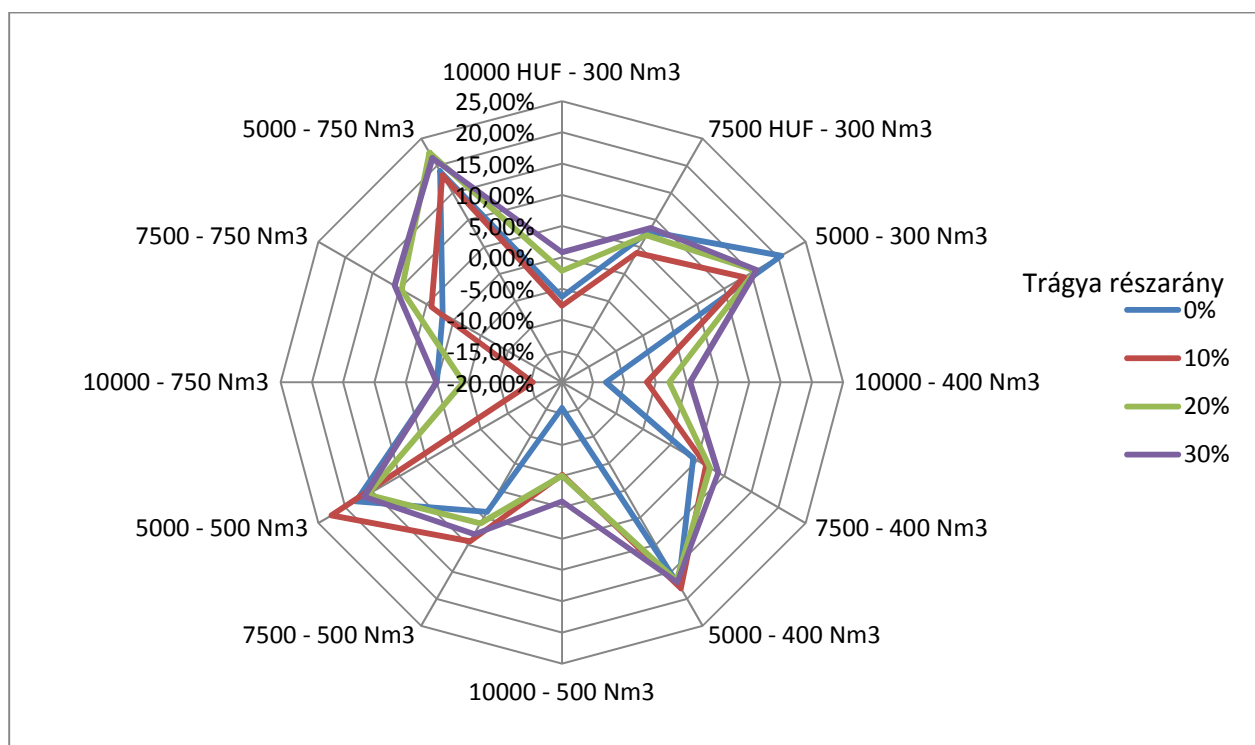
energy density energy crop utilization biogas plants. This drawback is compensated through the large biogas upgrading capacity, however the positive effect of a bigger AD plant regarding energy efficiency can not be observed. The actual energy efficiency difference between the different substrate based biogas plants is so marginal that a subsidy for all AD plants is reasonable.

Based on the results shown in Table 44, the biomethane production results a very high carbon dioxide emission, -20.78 to 68.16 g CO<sub>2</sub> eq / MJHs. It is worth to mention that the CO<sub>2</sub> eq value per FU is lower if the biogas plant uses more animal by-products and not only energy crops.

For the natural gas production in the literature very wide range is shown as ecological footprint, from 56 to 114 g CO<sub>2</sub> eq / MJHs (Burnham et al 2012; Howarth et al, 2011; Hultman et al, 2011; Jiang et al. 2011; and Stamford Azapagic, 2014; Stephenson et al, 2011;. Clavien and Weber, 2012). This shows that the environmental impact of the biomethane production is lower than the natural gas production emissions. If we take into account the amount of the CO<sub>2</sub> emitted into the environment during burning the natural gas - 54.16 g / MJ (own calculations) -, then it is clearly shown that the biomethane production environmentally positive. More interesting it is if the transport emissions of Russian natural gas are take into account, since the majority of the natural gas used in Hungary come from Russia. Based on Lechtenbömer investigations, the carbon dioxide emissions of transport of Russian natural gas to the German border results 13.4 g CO<sub>2</sub> eq / MJHs. Based on the values of the natural gas production, transport and burning of it, the CO<sub>2</sub> emissions of the fossil gas are higher, than the locally produced biomethane emissions.

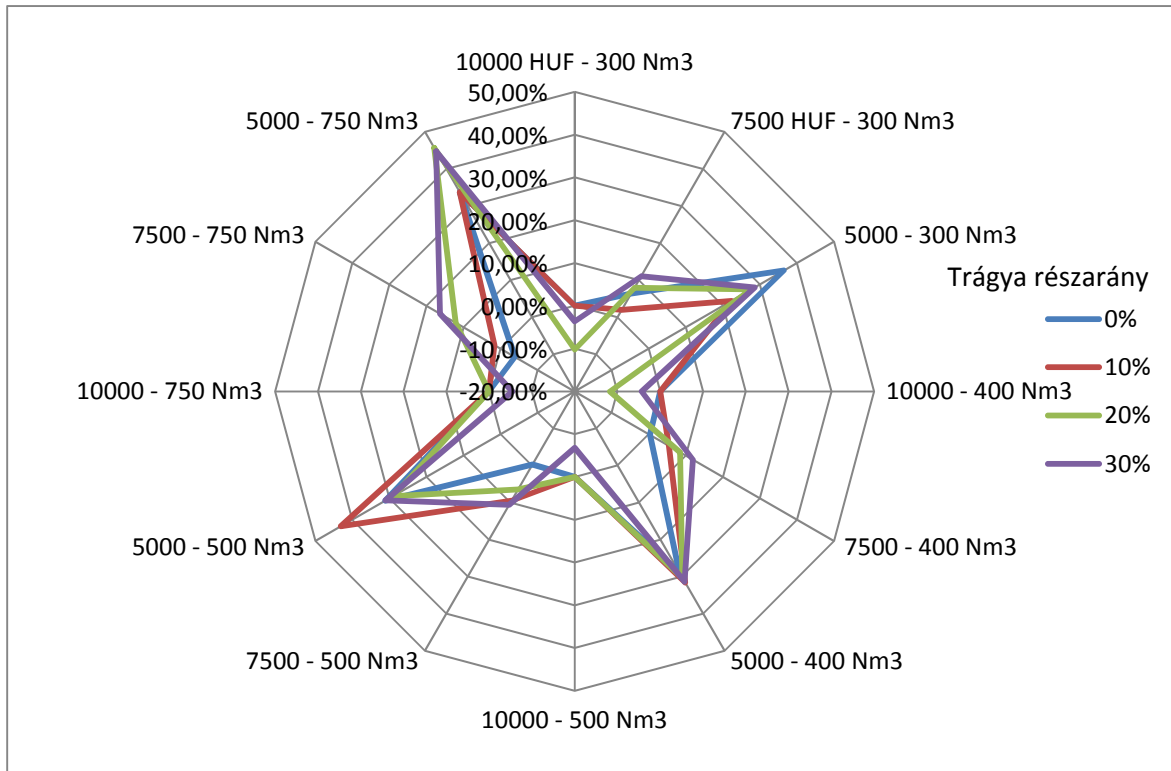
Examining a total of 6 environmental impact parameters it is clearly demonstrated that with the exception of the global warming potential (GWP100 CO<sub>2</sub> equivalent) the environmental impact of the animal by-product processing biogas plants are worse compared to the only energy crop processing AD plants. It is important to mention, that the main emission source is the digestate, especially the emissions during and after spreading the digestate on the arable land. These results illustrate the importance of proper manure / digestate application technique, since this operation causes the greatest emissions during the production of biogas. The use of animal by-products in the biogas production can argue that the manure itself, if it is not used in the biogas plants, also cause environmental load and such as at least decreased methane emissions can be expected during the anaerobic utilization.

The economic valuations of the AD plants were made using the calculation of the net present value (NPV) at cash flow basis. The suggestions to a biomethane feed-in tariff system were calculated using the NPV value of 0 of the observed AD plants. It is interesting that a higher discount rate (8.78%), in most cases, regardless of the down payment or the size of the investment subsidy already in the first or second year provided positive yearly cash-flows. In the case of a low discount rate (4.64% and 4.91%) levels for each tested investment period of 6-8 years resulted negative cash flows in the calculations. The biomethane feed-in prices were calculated with three discount rate (4.64%, 4.91% and 8.78%), with and without non-refundable investment subsidy. As a result, a total of 196 variants were calculated and from these values a potential biomethane feed-in price system was created.



**Figure 8. The internal rate of return (IRR) of the biomethane production, investments without subsidy**

Table 37 and Table 38 show the calculated potential biomethane feed-in prices. These feed-in price values were used in the economic feasibility calculation, to verify that the model AD plants result a positive or negative NPV. Table 40 and Table 41 and Figure 8 and Figure 9. show the results of these back-tests. Based on these values, we can say that I have proposed a biomethane feed-in tariff system which is not profitable for AD plants using energy crops with a high substrate prices of 10000 HUF/t.



**Figure 9. The internal rate of return (IRR) of the biomethane production, investments with subsidy**

However, in almost all cases if the energy crop prices are really low (5000 HUF/t) the IRR rates of all AD plants are nearly the same, the substrate mixture is unimportant – the use of low cost animal by-products can not cause an additional economical benefit. Therefore, in case of considering due to environmental policy objectives to support the development of a biomethane production system it is advised to exclude from the feed-in system the only energy crop processing AD plants and at least 10% of manure and other industrial, agricultural by-products should be processed regarding the amount of the total energy production.

Due to the life-cycle analysis there are other results of this study: the most of the emissions of the biogas production are from the digestate spreading, it is important to develop technologies that can reduce these emissions effectively. The biogas plant's total energy consumption relative to the end product's net energy content during the biomethane production is higher than using the biogas in a CHP producing electricity and heat. Thus, when determining the environmental objectives, this type of energy production methods should be used in preference to bio-methane production.

Overall, we can say that taking into account the environmental impacts of biomethane production, the higher energy prices of the biomethane can not be backed up because of the



positive effects on the environment. If it is important that the society uses more renewable energy, a small part (5%) of the locally used natural gas amount can be replaced by biomethane without high increase of the natural gas consumer prices. A larger proportion of biomethane in the natural gas is not recommended due to the lack of highly positive impact on the environment.

## 1. sz. melléklet Irodalomjegyzék

1996. évi LXXXI. törvény.

2004. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien.

2007. évi LXXXVI. törvény.

2008. évi XL. törvény.

389/2007. (XII. 23.) Korm. rendelet

AgSTAR US EPA (2014): Anaerobic digester database. <http://www.epa.gov/agstar/index.html>.  
Keresőprogram: Google. Keresőszavak: anaerobic; biogas statistic. Lekérdezés időpontja: 2014.04.12.

Alexander, M. (1985): Biodegradation of Organic Chemicals. Defense Technical Information Center: Ft. Belvoir. 7 p.

Alonso-Vicario, A., et al. (2010): Purification and upgrading of biogas by pressure swing adsorption on synthetic and natural zeolites. In: *Microporous and Mesoporous Materials* 134, 100–107 pp.

Amon, B., et al. (2006): Greenhouse gas and ammonia emission abatement by slurry treatment. In: *International Congress Series* 1293, 295–298 pp.

Bachmaier, H., Effenberger, Mathias, Gronauer, Andreas (2010): Treibhausgasbilanz und Ressourcenverbrauch von Praxis-Biogasanlagen. In: *Landtechnik* 65, 208–212 pp.

Bachmaier, J. (2012): Treibhausgasemissionen und fossiler Energieverbrauch landwirtschaftlicher Biogasanlagen. Eine Bewertung auf Basis von Messdaten mit Evaluierung der Ergebnisunsicherheit mittels Monte-Carlo-Simulation: Wien. 147 p.

Bachmann, N. (2013): Design and engineering of biogas plants, in: Wellinger, A., Murphy, J., Baxter, D. (Eds.), *The biogas handbook*. Woodhead Publishing Limited: [S.l.], pp. 191–211.

Bagi, Z. (2008): Biogáz fermentáló rendszerek hatékonyságának mikrobiológiai fokozása. Doktori értekezés: Szeged. 90 p.

Bai, A. (2007): A biogáz. Száz M. Falu Könyvesháza Kht: Budapest. 14 p.

Bai, A. (2015): Helyi közlekedés és hulladékgazdálkodás. In: *Magyar Energetika*, 21–25 pp.

Beil, M., et al. (2012): Biomethan. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: Gülzow-Prüzen. 46p.

Berger, R., et al. (2010): Gasnetze der Zukunft. Studie zu den Auswirkungen der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz auf den Netzbetrieb und Endverbraucher. Fraunhofer-Verlag: Stuttgart. 165 p.

- Berglund, M. (2006): Biogas production from a systems analytical perspective. [s.n.]: Lund. 59 p.
- biogasrat e.V. (2014): Optimierung der dezentralen Energieversorgung. Unter Berücksichtigung von Biogas und Biomethan. Ibidem-Verl.: Stuttgart. 224 p.
- Brooks, R., Mukherjee, Abhik Kr (2013): Financial management. Core concepts, 2nd ed., International ed. Pearson: Boston, Mass, London. 645 p.
- Bundesamt für Umweltschutz (1984): Ökobilanzen von Packstoffen. Schriftenreihe Umweltschutz 24: Bern.
- Burnham, A., et al. (2012): Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum. In: *Environ. Sci. Technol.* 46, 619–627 pp.
- Chevalier, C., Meunier, F. (2005): Environmental assessment of biogas co- or tri-generation units by life cycle analysis methodology. In: *Applied Thermal Engineering* 25, 3025–3041 pp.
- Committee on Climate Change (2013): Meeting Carbon Budgets - 2013 Progress Report to Parliament. [http://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2013/06/CCC-Prog-Rep-Book\\_singles\\_web\\_1.pdf](http://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2013/06/CCC-Prog-Rep-Book_singles_web_1.pdf). Keresőprogram: Google. Keresőszavak: climate change carbon budget. Lekérdezés időpontja: 2014.04.13.
- Couture, T.D., Cory, K., Kreycik, C., Williams, E. (2010): A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design. <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf>. Keresőprogram: Google. Keresőszavak: Feed-in Tariff Policy. Lekérdezés időpontja: 2016.04.07.
- Cozma, P., et al. (2013): Environmental Impact Assessment of High Pressure Water Scrubbing Biogas Upgrading Technology. In: *Clean Soil Air Water* 41, 917–927 pp.
- Dämmgen, U. (2009): Calculations of emission from German agriculture - National Emission Inventory Report (NIR) 2009 for 2007. vTI: Braunschweig. 402 p.
- Damodaran, A. (2015): Marginal tax rate by country. <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/countrytaxrates.xls>. Keresőprogram: Google. Keresőszavak: marginal tax rate. Lekérdezés időpontja: 2015.09.23.
- Damodaran, A. (2015): Total beta by industry sector -Europe. <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/totalbetaEurope.xls>. Keresőprogram: Google. Keresőszavak: beta. Lekérdezés időpontja: 2015.09.23.
- Damodaran, A. (2015): Risk Premiums for Other Markets. <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctrypremJuly15.xls>. Keresőprogram: Google. Keresőszavak: WACC. Lekérdezés időpontja: 2015.09.26.
- Department of Energy and Climate Change (2014): Renewable electricity capacity and generation (ET 6.1). <https://www.gov.uk/government/publications/energy-trends-section-6-renewables>. Keresőprogram: Google. Keresőszavak: anaerobic; Feed-in Tariff Policy. Lekérdezés időpontja: 2014.05.03.
- Deublein, D., Steinhauser, Angelika (2012): Biogas from Waste and Renewable Resources. An Introduction, 2. rev. and exp. ed., repr. Wiley-VCH Verlag: Weinheim. 550 p.

- Deutsche Bundesbank (2015): Umlaufende Anleihen der Bundesrepublik Deutschland. Stand: 18.09.2015.  
[http://www.bundesbank.de/Redaktion/DE/Downloads/Service/Bundeswertpapiere/einmalemissionen\\_umlaufoanleihen\\_bundes.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesbank.de/Redaktion/DE/Downloads/Service/Bundeswertpapiere/einmalemissionen_umlaufoanleihen_bundes.pdf?__blob=publicationFile). Keresőprogram: Google.  
 Keresőszavak: WACC BUND. Lekérdezés időpontja: 2015.09.26.
- DIN EN 15804:2014-07: Sustainability of construction works - Environmental product declarations - Core rules for the product category of construction products.
- Döhler, H. (2013): Faustzahlen Biogas, 3. Ausg. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft: Darmstadt. 360 p.
- Döring, G., Schilcher, A., Strobl, M., Schleicher, R., Seidl, M., Mitterleitner, J. (2010): Verfahren zum Transport von Biomasse. Keresőprogram: Google. Keresőszavak: transport biomasse. Lekérdezés időpontja: 2015.08.24.
- Eckel, H. (2006): Energiepflanzen. Daten für die Planung des Energiepflanzenanbaus. KTBL: Darmstadt. 372 p.
- EDF DÉMÁSZ Zrt. (2015): Egyetemes szolgáltatói üzletszabályzat.  
<https://www.edfdemasz.hu/pages/aloldal.jsp?id=21668>. Keresőprogram: Google.  
 Keresőszavak: EDF szolgáltatói szabályzat. Lekérdezés időpontja: 2015.09.27.
- Első Magyar Biogáz Kft., 2013: Biogáz üzemek anyagkiírásai. Szóbeli adatközlés: Budapest.
- Emig, G., Klemm, Elias (2005): Technische Chemie. Einführung in die chemische Reaktionstechnik ; mit 47 Tabellen und 35 Rechenbeispielen, 5., aktualisierte und erg. Aufl. Springer: Berlin, Heidelberg, New York. 568 p.
- EurObserv'ER (2012): Biogas Barometer 2012. <http://www.eurobserv-er.org/pdf/baro212biogasEu.asp>. Keresőprogram: Google. Keresőszavak: biogas barometer. Lekérdezés időpontja: 2013.05.01.
- Európai Parlament és Tanács (2009): Európai Parlament és Tanács 2009/28/EK irányelv (2009. április 23.) a megújuló energiaforrásból előállított energia támogatásáról, valamint a 2001/77/EK és a 2003/30/EK irányelv módosításáról és azt követő hatályon kívül helyezéséről. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/HU/TXT/HTML/?uri=CELEX:32009L0028&from=HU>. Keresőprogram: Google.  
 Keresőszavak: európai parlament megújuló energiaforrás. Lekérdezés időpontja: 2016.05.05.
- European Biogas Association (2015): Fact Sheet on Biomethane. [http://european-biogas.eu/wp-content/uploads/files/2013/10/eba\\_biomethane\\_factsheet.pdf](http://european-biogas.eu/wp-content/uploads/files/2013/10/eba_biomethane_factsheet.pdf). Keresőprogram: Google.  
 Keresőszavak: biomethane. Lekérdezés időpontja: 2015.12.27.
- European Environmental Agency (2007): EEA. EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook. [s.n.]: Kopenhagen.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2013): Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung, 6th ed. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: Gülzow. 244 p.
- Fachverband Biogas e.V. (2012): Branchenzahlen 2011 und Prognose der Branchenentwicklung 2012/2013. [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE\\_Branchenzahlen/\\$file/12-11-](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/12-11-)

- 29\_Biogas%20Branchenzahlen%202011-2012-2013.pdf. Keresőprogram: Google.  
Keresőszavak: biogas branchenzahlen. Lekérdezés időpontja: 2013.05.01.
- Fachverband Biogas e.V. (2014): Biogas segment statistics 2014.  
[http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE\\_Branchenzahlen/\\$file/14-07-03\\_Biogas%20Branchenzahlen\\_2013-Prognose\\_2014\\_englisch.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/14-07-03_Biogas%20Branchenzahlen_2013-Prognose_2014_englisch.pdf). Keresőprogram: Google.  
Keresőszavak: biogas statistic. Lekérdezés időpontja: 2014.11.21.
- Fankhauser, J., Ammann, H., Egger, K. (1985): Erfahrungen mit Biogas als Traktortreibstoff.  
FAT: Taenikon. 7 p.
- Fankhauser, J., Moser, Anton (1983): Studie über die Eignung von Biogas als Treibstoff für  
Landwirtschaftstraktoren. Eidgenössische Forschungsanstalt für Betriebswirtschaft und  
Landtechnik (FAT): Tänikon. 322 p.
- Favre, E., Bounaceur, Roda, Roizard, Denis (2009): Biogas, membranes and carbon dioxide  
capture. In: *Journal of Membrane Science* 328, 11–14 pp.
- FGSZ Zrt. (2015): Betáplálási és kiadási pontok műszaki és kapacitás adatai 2015. augusztus 3.  
gáznapon. [http://tsodata.fgsz.hu/pub\\_data/date/2015-08-03/capacities/m325/hour](http://tsodata.fgsz.hu/pub_data/date/2015-08-03/capacities/m325/hour).  
Keresőprogram: Google. Keresőszavak: FGSZ betáplálási pontok. Lekérdezés időpontja:  
2015.08.25.
- FGSZ Zrt. (2015): Szállítórendszer leírása. <http://fgsz.hu/content/szallitorendszer-leirasa>.  
Keresőprogram: Google. Keresőszavak: FGSZ szállítórendszer. Lekérdezés időpontja:  
2015.06.28.
- Frischknecht, R., Jungbluth, Niels (2007): Overview and Methodology. ecoinvent report No. 1.  
[s.n.]: Dübendorf.
- Fruteau de Laclos (2013): Current situation of biogas in France: Leipzig. 30 p.
- Fuchsz, M., Kohlheb, Norbert (2014): Comparison of the environmental effects of manure- and  
crop-based agricultural biogas plants using life cycle analysis. In: *Journal of Cleaner  
Production*,
- Gaul, T. (2013): Biogaz a la francaise. In: *Biogas Journal* 16, 126–130 pp.
- Gemmecke, B. (2009): Biogas-Messprogramm II. 61 Biogasanlagen im Vergleich, 1.th ed.  
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: Gülzow bei Güstrow. 168 p.
- Görisch, U. (2007): Biogasanlagen. Planung, Errichtung und Betrieb von landwirtschaftlichen  
und industriellen Biogasanlagen ; 37 Tabellen, 2., überarb. Aufl. Ulmer: Stuttgart  
(Hohenheim).
- Götz, M., et al. (2011): Optimierungspotenzial von Wätschen zur Biogasaufbereitung. Teil 1 -  
Physikalische Wätschen. In: *Chemie Ingenieur Technik* 83, 858–866 pp.
- Götz, M., et al. (2012): Optimierungspotenzial von Wätschen zur Biogasaufbereitung Teil 2.  
Chemische Wätschen. In: *Chemie Ingenieur Technik* 84, 81–87 pp.
- Guinée, J.B. (2002): Handbook on life cycle assessment. Operational guide to the ISO standards.  
Kluwer Academic Publishers: Dordrecht, Boston. 692 p.

- Hartmann, J.K. (2006): Life-cycle-assessment of industrial scale biogas plants. *Ökobilanz großtechnischer Biogasanlagen*. Niedersächsische Staats- und Universitätsbibliothek: Göttingen. 214 p.
- Horváth, J. (2003): Tejtermelő tehenészeti telepek versenyképességének megítélése. In: *Acta Agraria Debreceniensis*,
- Howarth, R.W., Santoro, Renee, Ingraffea, Anthony (2011): Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. In: *Climatic Change* 106, 679–690 pp.
- Hultman, N., et al. (2011): The greenhouse impact of unconventional gas for electricity generation. In: *Environ. Res. Lett.* 6, 44008 pp.
- International Organization for Standardization (2006): Environmental management. Life cycle assessment ; requirements and guidelines = Management environnemental - analyse du cycle de vie - principes et cadre, 1st ed. [s.n.]: Geneva, Switzerland. 46 p.
- International Organization for Standardization (2006): Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals, 1. ed., [Stand] 2006-03-01. [s.n.]: Geneva, Switzerland. 20 p.
- Jiang, M., et al. (2011): Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas. In: *Environ. Res. Lett.* 6, 34014 pp.
- Joint Research Centre (2015): European Platform on Life Cycle Assessment. Tools. [http://eplca.jrc.ec.europa.eu/?page\\_id=140](http://eplca.jrc.ec.europa.eu/?page_id=140). Keresőprogram: Google. Keresőszavak: ILCD datasets. Lekérdezés időpontja: 2015.12.06.
- Joos-Sachse, T. (2014): Controlling, Kostenrechnung und Kostenmanagement. Grundlagen - Anwendungen - Instrumente, 5. Aufl. 2014. Springer Fachmedien Wiesbaden: Wiesbaden. 427 p.
- Jungbluth, N., et al. (2007): Life cycle inventories of bioenergy. ecoinvent report Nr. 17. Data v2.0. [s.n.]: Uster. 755 p.
- Jury, C., et al. (2010): Life Cycle Assessment of biogas production by monofermentation of energy crops and injection into the natural gas grid. In: *Biomass and Bioenergy* 34, 54–66 pp.
- Kahn, L. (2007): The septic system owner's manual, Rev. ed. Shelter: Bolinas, Calif. 179 p.
- Karpenstein-Machan, M. (2005): Energiepflanzenbau für Biogasanlagenbetreiber. DLG-Verlag: Frankfurt am Main. 191 p.
- Kirkby, E.A., Mengel, Konrad (2001): Principles of plant nutrition, 5. ed. Kluwer Academic Publishers: Dordrecht [u.a.]. 849 p.
- Klinski, S. (2014): Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Studie ; diese Arbeit wurde im Rahmen des Projektes: "Evaluierung der Möglichkeiten zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz" (FKZ 22021103) erstellt, 5. Aufl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: Gülzow. 160 p.
- Klöpffer, W., Grahl, B. (2009): Ökobilanz (LCA). Ein Leitfaden für Ausbildung und Beruf. Wiley: Weinheim. 426 p.

- Kohlheb, N. (1994): A biogáztermelés és hasznosítás ökonómiai értékelése: Gödöllő. 73 p.
- Kossmann, W., Pönitz, Uta (1999): Biogas Digest. Biogas Application and Product Development. Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit: Eschborn.
- Kovács, K.L., et al., (2004): Novel Approaches to Exploit Microbial Hydrogen Metabolism, in: Rogner, M., Igarashi, Y., Asada, Y., Miyake, J. (Eds.), *Biohydrogen III*. Elsevier: [S.l.], pp. 13–31.
- Központi Statisztikai Hivatal (2012): Földhasználat művelési ágak és gazdaságcsoportok szerint, május 31. (1990–). [http://www.ksh.hu/docs/hun/xstadat/xstadat\\_eves/i\\_omf001a.html](http://www.ksh.hu/docs/hun/xstadat/xstadat_eves/i_omf001a.html). Keresőprogram: Google. Keresőszavak: KSH földhasználat. Lekérdezés időpontja: 2013.05.01.
- Központi Statisztikai Hivatal (2015): A fontosabb növények vetésterülete, 2015. május 31. <http://www.ksh.hu/docs/hun/xftp/gyor/vet/vet1505.pdf>. Keresőprogram: Google. Keresőszavak: vetésterület 2015. Lekérdezés időpontja: 2015.08.25.
- Központi Statisztikai Hivatal (2016): Villamosenergia-ellátás (1990–). [http://www.ksh.hu/docs/hun/xstadat/xstadat\\_eves/i\\_zrk004.html](http://www.ksh.hu/docs/hun/xstadat/xstadat_eves/i_zrk004.html). Keresőprogram: Google. Keresőszavak: KSH villamosenergia. Lekérdezés időpontja: 2016.05.05.
- Labouze, E., et al. (2004): Photochemical ozone creation potentials. In: *Int. J. LCA* 9, 187–195pp.
- Lang, H.J., Merino, Donald N. (1993): The selection process for capital projects. Wiley: New York. 697 p.
- Lechtenböhmer, S., 2005: Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas Exportpipeline-Systems. Ergebnisse und Hochrechnungen Ergebnisse und Hochrechnungen empirischer Untersuchungen in Russland. [http://epub.wupperinst.org/files/2153/2153\\_GEPS\\_de.pdf](http://epub.wupperinst.org/files/2153/2153_GEPS_de.pdf). Lekérdezés időpontja: 2015.04.11.
- Liebmann, H. (1956): Gewinnung und verwertung von methan aus klärschlamm und mist. Oldenbourg: München. 343 p.
- Lukas, P. (2015): Biomethane in the UK – Boom and Bust?: Brussels. 14 p.
- Maggioni, L. (2015): Biomethane in Italy: Vienna. 10 p.
- Magyar Államkincstár (2015): Jelenleg forgalmazott értékpapírok árfolyamai a Magyar Államkincstár állampapír-forgalmazó ügyfélszolgálatain. [http://www.allamkincstar.gov.hu/files/%C3%A1rfolyam/fix\\_2015.09.28.pdf](http://www.allamkincstar.gov.hu/files/%C3%A1rfolyam/fix_2015.09.28.pdf). Keresőprogram: Google. Keresőszavak: MÁK értékpapírok. Lekérdezés időpontja: 2015.08.25.
- Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal (2012): A Magyar Energia Hivatal módszertani útmutatója az átvételi kötelezettség alá eső villamos energia mennyiségének és a kötelező átvétel időtartamának megállapítás áról. [http://www.mekh.hu/download/4/01/00000/kat\\_modszertani\\_utmutato\\_2012\\_jan.pdf](http://www.mekh.hu/download/4/01/00000/kat_modszertani_utmutato_2012_jan.pdf). Keresőprogram: Google. Keresőszavak: MEH VET módszertan. Lekérdezés időpontja: 2015.08.25.

- Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal (2015): A földgázpiaci egyetemes szolgáltatáshoz kapcsolódó árak képzéséről szóló 29/2009. (VI. 25.) KHEM rendelet szerint közzéteendő adatok a rendelet szerinti felsorolásban. <http://www.mekh.hu/hatosagi-arak-2/foldgaz/egyetemes-szolgaltatas/343-a-foldgazpiaci-egyetemes-szolgaltatashoz-kapcsolodo-arak-kepzeserol-szolo-292009-vi-25-khem-rendelet-szerint-kozzeteendo-adatok.html>. Keresőprogram: Google. Keresőszavak: földgáz árképzés. Lekérdezés időpontja: 2015.03.28.
- Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal (2015): Földgázipari társaságok 2014. évi adatai. <http://www.mekh.hu/gcpdocs/97/F%C3%B6ldg%C3%A1zipari%20t%C3%A1rsas%C3%A1gok%20adatai%202014.xlsx>. Keresőprogram: Google. Keresőszavak: földgázipari adatok. Lekérdezés időpontja: 2015.04.10.
- Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal (2015): Rendszerhasználati díjak 2015. január 1-jétől. <http://www.mekh.hu/gcpdocs/58/RHD%2020150101/Rendszerhaszn%C3%A1lati%20d%C3%ADjak%202015.%20janu%C3%A1r%201.pdf>. Keresőprogram: Google. Keresőszavak: rendszerhasználati díj. Lekérdezés időpontja: 2015.03.27.
- Magyar Energia Hivatal (2012): Beszámoló a megújuló alapú és a kapcsolt villamosenergia-termelés, valamint a kötelező átvételi rendszer 2011. évi alakulásáról. [http://www.eh.gov.hu/gcpdocs/49/MEH\\_K%C3%81T\\_besz%C3%A1mol%C3%B3\\_2011.pdf](http://www.eh.gov.hu/gcpdocs/49/MEH_K%C3%81T_besz%C3%A1mol%C3%B3_2011.pdf). Keresőprogram: Google. Keresőszavak: MEH kapcsolt villamosenergia. Lekérdezés időpontja: 2013.05.01.
- Magyar Fejlesztési Bank (2015): MFB Vállalkozásfinanszírozási Program 2020. <https://www.mfb.hu/tevekenyseg/vallalkozasok/mfb-vallalkozasfinanszirozasi-program-2020>. Keresőprogram: Google. Keresőszavak: MFB hitel. Lekérdezés időpontja: 2015.03.27.
- Magyar Nemzeti Bank (2015): Az MNB inflációs alapmutatói. [http://www.mnb.hu/Statisztika/statisztikai-adatok-informaciok/adatok-idosorok/vi-arak/inflacios\\_alapmutatok\\_%28MNB%29](http://www.mnb.hu/Statisztika/statisztikai-adatok-informaciok/adatok-idosorok/vi-arak/inflacios_alapmutatok_%28MNB%29). Keresőprogram: Google. Keresőszavak: MNB infláció. Lekérdezés időpontja: 2015.03.27.
- MSZ 1648:2000: Közszolgáltatású, vezetékes földgáz.
- Makaruk, A., Miltner, M., Harasek, M. (2010): Membrane biogas upgrading processes for the production of natural gas substitute. In: *Separation and Purification Technology* 74, 83–92 pp.
- McLeod, A., Jefferson, Bruce, McAdam, Ewan J. (2014): Biogas upgrading by chemical absorption using ammonia rich absorbents derived from wastewater. In: *Water Research* 67, 175–186 pp.
- Miles, J.A., Ezzell, John R. (1980): The Weighted Average Cost of Capital, Perfect Capital Markets, and Project Life: A Clarification. In: *The Journal of Financial and Quantitative Analysis* 15, 719 pp.
- Ministerie van Verkeer en Vervoer, Directoraat-Generaal voor het Vervoer (2002): Abiotic resource depletion in LCA. Improving characterisation factors for abiotic resource depletion as recommended in the new Dutch LCA Handbook. Road and Hydraulic Engineering Institute: Delft. 75 p.



- Modigliani, F., Miller, Merton H. (1958): The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment. In: *The American Economic Review* 48, 261–297 pp.
- Molino, A., et al. (2013): Biogas upgrading via membrane process: Modelling of pilot plant scale and the end uses for the grid injection. In: *Fuel* 107, 585–592 pp.
- Nemzetgazdasági Minisztérium (2014): 35 éves inflációs előrejelzés és az Államadósság Kezelő Központ 35 éves hozamgörbéje. <http://www.kormany.hu/hu/nemzetgazdasagi-miniszterium/ado-es-penzugyekert-felelos-allamtitkarsag/hirek/az-allamadossag-kezelokozpont-35-eves-hozamgorbeje-es-inflacios-elorejelzese-2013-marcius-31>. Keresőprogram: Google. Keresőszavak: NM infláció előrejelzés. Lekérdezés időpontja: 2015.08.25.
- Nemzeti Fejlesztési Minisztérium (2011): Megújuló energia. Nemzeti Fejlesztési Minisztérium: Budapest. 224 p.
- Organisation for Economic Co-operation and Development (2001): IPPC. Good practice guidelines and uncertainty management in National Greenhouse Gas Inventories. Intergovernmental panel on climate change. <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/english/>. Keresőprogram: Google. Keresőszavak: IPPC greenhouse gas. Lekérdezés időpontja: 2013.05.01.
- Országos Meteorológiai Szolgálat (2015): Magyarország hőmérsékleti viszonyai. [http://www.met.hu/eghajlat/magyarorszag\\_eghajlata/altalanos\\_eghajlati\\_jellemzes/homersekl-et/](http://www.met.hu/eghajlat/magyarorszag_eghajlata/altalanos_eghajlati_jellemzes/homersekl-et/). Keresőprogram: Google. Keresőszavak: Magyarország hőmérséklet. Lekérdezés időpontja: 2015.04.11.
- Park, C.S. (2007): Contemporary engineering economics, 4th ed. Prentice Hall: Upper Saddle River, N.J. 919 p.
- Perälä, P., et al. (2006): Influence of slurry and mineral fertiliser application techniques on N<sub>2</sub>O and CH<sub>4</sub> fluxes from a barley field in southern Finland. In: *Agriculture, Ecosystems & Environment* 117, 71–78 pp.
- Pintér, G. (2012): Egyes mezőgazdasági melléktermékek energetikai hasznosításának lehetőségei Magyarországon: Veszprém. 103 p.
- Poeschl, M., Ward, Shane, Owende, Philip (2012): Environmental impacts of biogas deployment – Part I: life cycle inventory for evaluation of production process emissions to air. In: *Journal of Cleaner Production* 24, 168–183 pp.
- Pyle, J.A., et al. (1991): Ozone depletion and chlorine loading potentials. World Meteorological Organization: Geneva.
- Raddatz, E. (1993): Untersuchungen zur Prozessstabilität von Methanfermentationen bei kurzzeitigen Substratstörungen und zur Verwertung biogen-organischer Feststoffe durch anaerobe thermophile Hydrolyse und Versäuerung, Als Ms. gedr. Shaker: Aachen. 168 p.
- Reeve, J.N. (1992): Molecular biology of methanogens. In: *Annual review of microbiology* 46, 165–191 pp.
- Richter, E., et al. (1981): Modellierung der Entspannungsdesorption als Teilschritt der Gastrennung durch Druckwechseladsorption. In: *Chemie Ingenieur Technik* 53, 738–739 pp.

- Rieger, C., Weiland, Peter (2006): Prozessstörungen frühzeitig erkennen. In: *Biogas Journal* 9, 18–20 pp.
- Rogner, M., et al. (2004): Biohydrogen III. Elsevier: [S.l.].
- Ryckebosch, E., Drouillon, M., Vervaeren, H. (2011): Techniques for transformation of biogas to biomethane. In: *Biomass and Bioenergy* 35, 1633–1645 pp.
- Sachar, J.-C. (2012): Perspektiven von Biomethan als Erdgassubstitut. Diplomica Verlag: Hamburg. 57 p.
- Sára, B. (2010): Az életciklus felmérés lépései. [enfo.agt.bme.hu/drupal/sites/default/files/LCA%20lépései\\_0.pdf](http://enfo.agt.bme.hu/drupal/sites/default/files/LCA%20lépései_0.pdf). Keresőprogram: Google. Keresőszavak: Sára életciklus. Lekérdezés időpontja: 2013.05.01.
- Scholz, M., et al. (2015): Structural optimization of membrane-based biogas upgrading processes. In: *Journal of Membrane Science* 474, 1–10 pp.
- Scholz, M., Melin, Thomas, Wessling, Matthias (2013): Transforming biogas into biomethane using membrane technology. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 17, 199–212 pp.
- Stamford, L., Azapagic, Adisa (2014): Life cycle environmental impacts of UK shale gas. In: *Applied Energy* 134, 506–518 pp.
- Stephenson, T., Valle, Jose Eduardo, Riera-Palou, Xavier (2011): Modeling the Relative GHG Emissions of Conventional and Shale Gas Production. In: *Environ. Sci. Technol.* 45, 10757–10764 pp.
- Strobl, M. (2011): Die optimierte Ernte aus ökonomischer Sicht. [http://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/iba/dateien/vortragsfolien\\_optimierte\\_ernte\\_nuernberg\\_januar\\_2011.pdf](http://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/iba/dateien/vortragsfolien_optimierte_ernte_nuernberg_januar_2011.pdf). Keresőprogram: Google. Keresőszavak: Erntelogistik Strobl. Lekérdezés időpontja: 2015.08.24.
- Strobl, M. (2012): Biomasse-Ernte-Logistik: Begriff und Faustformel für den Praxiseinsatz. [http://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/iba/dateien/merkblatt\\_bel.pdf](http://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/iba/dateien/merkblatt_bel.pdf). Keresőprogram: Google. Keresőszavak: Frischmais-transport. Lekérdezés időpontja: 2015.08.24.
- Szabó, L., Olessák, Dénes (1983): Hulladékhasznosítás, szilárd hulladékok feldolgozása. Műszaki Könyvkiadó: Budapest. 327 p.
- Szekeres, L., Lőrincz, József (1961): A biogáz eljárás : Kiegészítő jegyzet az agrokémiai tantárgy oktatásához: Gödöllő. 79 p.
- Szunyog, I. (2009): A biogázok földgáz közszolgáltatásban történő alkalmazásának minőségi feltételrendszere Magyarországon. Doktori értekezés: Miskolc. 103 p.
- Tóthné Szita, K. (2008): Életciklus-elemzés, életciklus hatásértékelés. Miskolci Egyetemi Kiadó: Miskolc. 185 p.
- Turnbull, J., Kamthunzi, Wellam: Greenhouse Gas Emission Reduction Associated with Livestock Waste Management Systems: A Case Study for the Langerwerf Dairy Waste Management System.

- U.S. Energy Information Administration (2015): New York Harbor No. 2 Heating Oil Spot Price FOB (Dollars per Gallon).  
[http://tonto.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=EER\\_EPD2F\\_PF4\\_Y35NY\\_DPG&f=M](http://tonto.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=EER_EPD2F_PF4_Y35NY_DPG&f=M). Keresőprogram: Google. Keresőszavak: New York Harbor heating oil spot price. Lekérdezés időpontja: 2015.09.23.
- U.S. Energy Information Administration (2015): New York Harbor Ultra-Low Sulfur No 2 Diesel Spot Price (Dollars per Gallon).  
[http://tonto.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=EER\\_EPD2DXL0\\_PF4\\_Y35NY\\_DPG&f=M](http://tonto.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=EER_EPD2DXL0_PF4_Y35NY_DPG&f=M). Keresőprogram: Google. Keresőszavak: FOB Ultra-Low Sulfur Diesel Spot Price. Lekérdezés időpontja: 2015.09.23.
- Vetter, A. (2009): Anbausysteme für Energiepflanzen. Optimierte Fruchtfolgen + effiziente Lösungen. DLG-Verlag: Frankfurt, M. 336 p.
- Weber, C.L., Clavin, Christopher (2012): Life Cycle Carbon Footprint of Shale Gas: Review of Evidence and Implications. In: *Environ. Sci. Technol.* 46, 5688–5695 pp.
- Wellinger, A., Murphy, Jerry, Baxter, David (2013): The biogas handbook. Woodhead Publishing Limited: [S.l.].
- Wuebbles, D.J. (1983): Chlorocarbon emission scenarios: Potential impact on stratospheric ozone. In: *J. Geophys. Res.* 88, 1433 pp.
- Yan, S., et al. (2014): Biogas upgrading by CO<sub>2</sub> removal with a highly selective natural amino acid salt in gas–liquid membrane contactor. In: *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification* 85, 125–135 pp.
- Yang, L., et al. (2014): Progress and perspectives in converting biogas to transportation fuels. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 40, 1133–1152 pp.
- Zehnder, A. (1988): Biology of anaerobic microorganisms. Wiley: New York. 872 p.
- Zeikus, J.G. (1977): The biology of methanogenic bacteria. In: *Bacteriological reviews* 41, 514–541 pp.

## 2. sz. melléklet A biogázüzemek részegységeinek LCI-je

47. táblázat A biogázüzemi modul egységek LCI-je anyagminőségre és anyagmennyiségekre lebontva

	PE	Acél	PVC	Réz	Beton	Zúzott kő	Olaj	Gépszír	Szállítás (tkm)
Alapanyag 50	125	18000	125	125	43200	1250	200	20	26643,75
Alapanyag 80	150	21000	75	300	45000	1350	250	30	31211,25
Előkeverő	0,0	250,0	0,0	75,0	24000,0	135000,0	30,0	0,0	295,0
Fermentor 26*6	5616,0	65440,0	32,8	210,0	1473600,0	1953000,0	25,0	50,0	345256,0
Fermentor 26*8	7755,4	90369,5	45,3	290,0	2034971,4	2697000,0	34,5	69,0	476782,1
Fermentor 28*6	6513,2	75894,9	38,0	243,6	1709027,2	2265017,8	29,0	58,0	400415,2
Fermentor 28*8	8994,5	104807,3	52,5	336,3	2360085,2	3127881,7	40,0	80,1	552954,4
Végterméktároló	2808,0	53433,0	33,2	130,0	998400,0	1777500,0	20,0	10,0	321461,0
Kábelezés 1	0,0	0,0	1987,0	6602,2	0,0	0,0	0,0	0,0	2018,5
Kábelezés 2	0,0	0,0	2682,5	8913,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2724,9
Kábelezés 3	0,0	0,0	3477,3	11553,9	0,0	0,0	0,0	0,0	3532,3
Csővezés 1	3663,0	6035,0	421,0	169,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2417,7
Csővezés 2	4945,1	8147,3	568,4	228,2	0,0	0,0	0,0	0,0	3263,9

	PE	Acél	PVC	Réz	Beton	Zúzott kő	Olaj	Gépszír	Szállítás (tkm)
Csövezés 3	6410,3	10561,3	736,8	295,8	0,0	0,0	0,0	0,0	4230,9
BHKW	220,0	12000,0	730	560	43200	1250			23500
Gáztisztító 300	300,0	6253,0	150	400	43200	1250	150	30	11719,95
Gáztisztító 400	360	7503,6	180	480	64800	1350	150	40	14063,94
Gáztisztító 500	465	9692,15	232,5	620	43200	1250	200	50	18165,9225
Gáztisztító 750	525	10942,75	262,5	700	64800	1350	300	75	20509,9125
Töltőállomás	20	60	0	15	16500	25550	0	0	23,75
Gázkazán	75	1850	25	15	25000	12500			540,375
Vezérlőépület	300	1200	100	95	35000	17500			466,125
Szeperatorállomás	85	1400	20	25	38000	12000	20	15	420,75
Kapcsolószekrény 1	0	320	100	500	0	0	0	0	253
Kapcsolószekrény 2	0	400	125	620	0	0	0	0	314,875
Kapcsolószekrény 3	0	480	160	680	0	0	0	0	363
Kapcsolószekrény 4	0	560	180	740	0	0	0	0	407

### 3. sz. melléklet LCI szilárdalapanyag-adagoló

A közvetlen szilárdalapanyag-bevitelt lehetővé tevő berendezés. A biogázüzem nem szivattyúzható (szilárd) biomasszával való ellátását biztosítja. A berendezés alkalmas többek között állati eredetű mezőgazdasági melléktermék (pl. almos trágya) és célirányosan termesztett energianövények (pl. kukoricaszilázs) ideiglenes tárolására és azok fermentációs folyamatba történő bejuttatására. A szilárdalapanyag-adagoló berendezés egy kompakt egységet alkot, amely villamos energiával meghajtott csigákból (szállító- és töltőcsiga), aprítóberendezésből (kalapácsos malom) és egy hidraulikus rendszerrel meghajtott mozgó padlós acél bunkerből áll. A nyersanyagok a tolópados feladó-tartályból (bunker) egy kalapácsos aprítón keresztül a szállítócsigához kerülnek és a töltőcsiga a fermentorba továbbítják azokat. A kalapácsos aprító szükség esetén egy megkerülő ág segítségével kiiktatható a rendszerből. Az adagolás automatizált. Az alapanyag-adagolót homlokrakodóval töltik fel.

Össztömeg	2500 kg
Anyaga	acél
Éves kenőanyag fogyasztás	hidraulika olaj – 320 l/év hajtóműolaj – 60 l/év gépszír – 20 kg/év
Beépített teljesítmény	110 kW
Élettartam	10 év

## 4. sz. melléklet LCI fermentor

A fermentlé felszíne felett alacsony nyomású gáztároló pufferrel ellátott fermentor, henger alakú monolit vasbeton tartály. A biomasszát (pl. silókukorica, szarvasmarha almos trágya) a szilárd anyagokat egy ideiglenes bunkerből csigarendszeren keresztül, a szivattyúzható nyersanyagokat (hígrágya) szivattyúval közvetlenül a fermentorba juttatják be. A fermentor és az utófermentor szivattyúvezetékekkel van összekötve. A felúszó réteg keletkezésének meggátlása, a fermentlé homogenizálása és a folyadékok keringtetése érdekében a fermentor 2 db állítható üzemelési szintű merülőmotoros és 2 db nagylapátos keverővel van ellátva. Ezek biztosítják, hogy a fermentor tartalma magas szárazanyag-tartalom esetén is keverhető és szivattyúzható maradjon. Az üzemi hőmérsékletet a fermentorban melegvíz cirkulációs fűtéssel biztosítják. A tartály belső falára rögzített 20 mm átmérőjű PE-csőkiágó a fermentor fűtésére szolgál és a kogenerációs berendezés melegvizét használja fel. A vasbeton tartály talplemeze alatt zúzott kőágy kerül kialakításra, kívülről 6 cm vastag, nyomásálló keményhab lapok szigetelik. A fermentor föld feletti részét 10 cm vastag hőszigetelő lapokkal szigetelik. A föld feletti falrész fém trapézlemezekkel burkolják. A tartályok egy duplamembrános, gömbsüveg alakúra szabott gáztömör fóliával (PE-szövet) és egy speciális fóliabefogó sínrel gáztömören vannak lezárva. A két fólia közötti légtérben egy a gáztároló pufferen kívül, a fermentor falán elhelyezett radiálventilátor és egy nyomásszabályozó szelep max. 3,5 mbar értékű túlnyomást létesít. Az anaerob folyamattal előállított nyersgáz ideiglenesen a fermentlé szintje felett, az alacsony nyomású gáztároló térbe kerül. A fermentorok között fémszerkezetes, trapézlemezzel borított technológiai épület található. A képződött biogáz folyamatosan elvezetésre kerül a gázfogyasztó berendezés irányába. A biogázüzem gázzszakaszának része a kondenzvízakna.

Méret	Átmérő: 24 m Magasság: 6 m
Anyaga	Vasbeton, PE fólia gáztárolóval, PE fűtés, HDPE csővezetékek földfelszín alatt és felett, acél és HDPE gázvezetékek
Élettartam	legalább 20 év

## 5. sz. melléklet LCI lebontási maradék tároló tartály

A lebontási maradék tároló tartály a fermentációs folyamat során kierjesztett fermentlé ideiglenes tárolására szolgál. A fermentlé a központi szivattyún keresztül a fermentorból a lebontási maradék tárolóba kerül. A tartály vasbeton talplemeze alatt kavicságy kerül kialakításra. A szagterhelés csökkentése érdekében a tartály fólia fedéssel rendelkezik. A tartály fala fém lemezekből kerül kialakításra. A tartályban 2 db állítható üzemelési szintű merülőmotoros keverő kerül elhelyezésre. A tartályhoz egy töltőállomás is tartozik, ami a lebontási maradék termőföldi kihelyezéséhez szükséges csőcsatlakozási pontokat tartalmazza. A tartály nettó térfogata 5570 m<sup>3</sup>.

Méret	Átmérő: 35 m Magasság: 6 m
Anyaga	Vasbeton talplemez, acél tartályfal, PE fólia fedés, HDPE csővezetékek földfelszín alatt és felett
Élettartam	legalább 20 év



## 6. sz. melléklet A gazdaságossági vizsgálatok fő mutatói

Vissza nem térítendő beruházási támogatással	
Leszámítolási kamatláb	4,91%
Önerő nagysága	10%
Beruházási támogatási intenzitás	50%
Banki hitel nagysága	40%
Önerő kamatláb	2,06%
Banki hitel kamatláb	5,0380%
Hiteltörlesztési futamidő	15 év (180 hónap)
Infláció mértéke	3%
Egyes kiadások éves növekedése	1%

Vissza nem térítendő beruházási támogatás nélkül	
Leszámítolási kamatláb	4,64%
Önerő nagysága	30%
Beruházási támogatási intenzitás	0%
Banki hitel nagysága	70%
Önerő kamatláb	1,37%
Banki hitel kamatláb	5,0380%
Hiteltörlesztési futamidő	15 év (180 hónap)
Infláció mértéke	3%
Egyes kiadások éves növekedése	1%

Energianövénybeszerzési ár	10000 Ft/t
Érzékenységi vizsgálat 1	5000 Ft/t
Érzékenységi vizsgálat 2	7500 Ft/t
Földgázértékesítési ár	
<20 m <sup>3</sup> /h lakossági felhasználók	2,57 Ft/MJ
<20 m <sup>3</sup> /h nem lakossági felhasználók	3,376 Ft/MJ

## Köszönetnyilvánítás

Köszönetet szeretnék mondani édesanyámnak, hogy a doktori képzés és doktori értekezés írásának éve alatt lelki támogatásával segítette munkámat.

Köszönöm barátnőmnek az értekezés írása miatti sok közösen eltölthető idő kiesése miatti megértését, és a sok támogatást az igazán nehéz pillanatokban.

Külön köszönetet mondok dr. Kovács Attilának, a European Biogas Association elnökhelyettesének és az Első Magyar Biogáz Kft. ügyvezető igazgatójának, hogy munkájával, információszolgáltatásával segítette a biogáztermeléssel kapcsolatos pontos adatok rendelkezésemre bocsátását.

Köszönöm az Első Magyar Biogáz Kft. munkatársainak, Hideg Péternek és Lukácsi Tamásnak a segítségét a biogázüzemek technológiai paramétereinek megadásában.

Köszönöm Prof. Dr. Kovács L. Kornél és dr. Bagi Zoltán segítségét a biogáztermelés mikrobiológiai alapjainak megismerésében.

Köszönöm Dr. Kohlheb Norbert segítségét és támogatását a doktori képzésem során, az életciklus-elemzés alapjaiba történő bevezetést, ill. a tanszéki erőforrások (szoftver és adatbázis) rendelkezésemre bocsátását. Nagyra értékelem a hétfői és késő estébe nyúló segítséget, amit családi elfoglaltságai mellett is biztosított számomra.